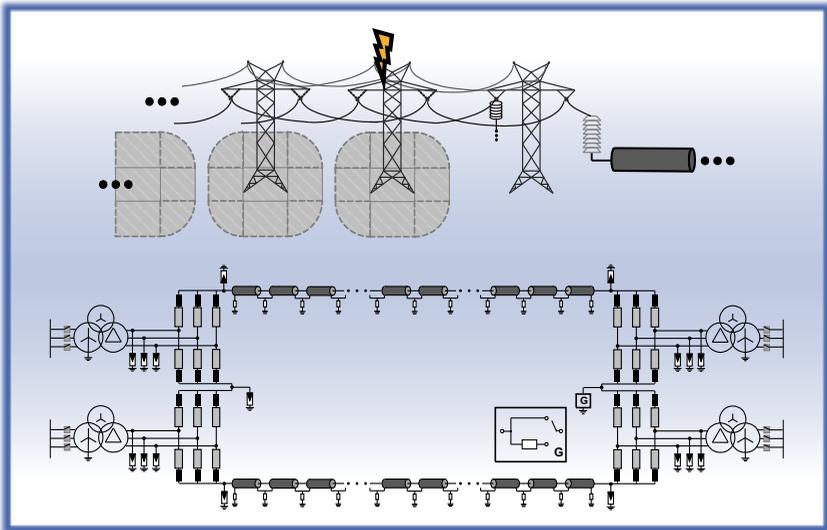


Elektromagnetische transiente Ausgleichsvorgänge in HGÜ-Systemen und deren Auswirkung auf die Isolationskoordination von Kabelanlagen



Elektromagnetische transiente Ausgleichsvorgänge in HGÜ-Systemen und deren
Auswirkung auf die Isolationskoordination von Kabelanlagen

Elektromagnetische transiente
Ausgleichsvorgänge in HGÜ-Systemen und
deren Auswirkung auf die
Isolationskoordination von Kabelanlagen

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

DOKTOR-INGENIEURS

von der KIT-Fakultät für
Elektrotechnik und Informationstechnik
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
genehmigte

DISSERTATION

von

Max Heinrich Görtz, M.Sc.
geb. in: Ludwigshafen am Rhein, Deutschland

Tag der mündlichen Prüfung:	14.12.2020
Hauptreferent:	Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen



This document is licensed under a Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-SA 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.en>

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik* des *Karlsruher Instituts für Technologie*.

Mein aufrichtiger Dank gebührt meinem Doktorvater, dem Institutsleiter Herrn *Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried* für die jederzeit gewährte fachliche Unterstützung und die Übernahme des Hauptreferats. Das durch ihn entgegengebrachte Vertrauen, der fortwährende Rückhalt sowie die äußerst hilfreiche und stetige Förderung meines wissenschaftlichen und beruflichen Fortkommens stellen die Grundlage für den Erfolg dieser Arbeit dar. Besonders hervorheben möchte ich meinen Dank für die einzigartigen Arbeitsbedingungen am *Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik* und für die durch ihn eingeräumten Freiheitsgrade zur Ausgestaltung meines Forschungsthemas.

Herrn *Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen* danke ich vielmals für die Übernahme des Korreferats und für sein Interesse an dieser Forschungsarbeit. Mein Dank gilt auch den weiteren Mitgliedern des Prüfungsausschusses Herrn *Prof. Dr.-Ing. Sebastian Randel*, Herrn *Prof. Dr.-Ing. John Jelonnek* und Herrn *Prof. Dr. Ivan Peric*.

Für die vertrauensvolle Zusammenarbeit während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter, die gewährten Einblicke in ihre fachliche Expertise und die motivierenden Gespräche möchte ich mich bei Herrn *Dr.-Ing. Rainer Badent* und Herrn *Dr.-Ing. Bernd Hoferer* bedanken.

Bei allen ehemaligen und derzeitigen Mitarbeitern des *Instituts für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik* möchte ich mich für die sehr angenehme und konstruktive Arbeitsatmosphäre bedanken. Aus meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter sind neben den beruflichen Errungenschaften viele Freundschaften entstanden, für die ich sehr dankbar bin. An dieser Stelle möchte ich besonders Herrn *Dr.-Ing. Simon Wenig* hervorheben, der als ehemaliger Kollege auch bei meinem neuen Arbeitgeber angestellt ist und ebenso auf dem Gebiet der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung tätig ist und die Erfolge dieser Arbeit durch inspirierende Diskussionen sowie durch seine fachliche und freundschaftliche Unterstützung mitgestaltet hat. Darüber hinaus möchte ich mich bei Frau *Carolin*

Hirsching bedanken, die zuerst in Form einer studentischen Abschlussarbeit und anschließend als stets hilfsbereite Bürokollegin einen wertvollen Beitrag für das Gelingen dieser Arbeit geleistet hat. Meine besondere Wertschätzung gilt ebenso Herrn *Dr.-Ing. Michael Suriyah*, der diese Arbeit durch viele gewinnbringende Diskussionen sowie durch Ratschläge bei der Erstellung und dem Lektorat von Veröffentlichungen begleitet hat. Herrn *Dr.-Ing. Martin Zimmerlin*, mit dem ich gemeinsam den Prüftechnikbereich der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) betreuen durfte, danke ich für die freundschaftliche und hervorragende Zusammenarbeit während der letzten Jahre.

Ferner gilt mein Dank all meinen wissenschaftlichen Hilfskräften, Bacheloranden und Masteranden, deren tatkräftiges Engagement zum Umfang dieser Arbeit beigetragen hat. Ebenso möchte ich den Mitarbeiterinnen des Sekretariats meinen Dank aussprechen, die durch ihre freundliche und stets hilfsbereite Unterstützung einen reibungslosen Ablauf der Projektarbeit und meiner Lehraufgaben ermöglicht haben.

Während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter durfte ich an einer Vielzahl an Forschungsprojekten, internationalen Konferenzen und an Gremienarbeit mitwirken, aus denen viele wertvolle Kontakte hervorgegangen sind. Insbesondere erwähnen möchte ich Herrn *Simon Beckler*, der seitens des Übertragungsnetzbetreibers *TransnetBW* die mehrjährige Forschungs Kooperation begleitet hat und sowohl durch seine fachlichen Ratschläge als auch durch die intensiven Diskussionen einen wichtigen Beitrag für das Gelingen dieser Arbeit geleistet hat. Darüber hinaus möchte ich mich bei Herrn *Dr.-Ing. Claudius Freye* bedanken, der während seiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Hochspannungstechnik der Technischen Universität Dortmund einen fachlichen und stets offenen Austausch ermöglicht hat und dessen Anregungen in diese Arbeit mit eingeflossen sind. Weiterhin möchte ich mich für den fachlichen Austausch bei den Mitgliedern der internationalen Arbeitsgruppe *CIGRE JWG B4/B1/C4.73* bedanken.

Schließlich möchte ich vor allem noch meinen Eltern *Lucia* und *Christoph Görtz* von ganzem Herzen danken, die mir meine berufliche Ausbildung ermöglichten und die mich stets auf meinem Lebensweg unterstützen und fördern. Bei meinen Schwestern *Elisabeth* und *Veronika* bedanke ich mich für die familiäre Unterstützung.

Karlsruhe, im Dezember 2020

Max Heinrich Görtz

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
1.1 Ausgangslage	1
1.1.1 Historische Entwicklung der HGÜ-Technik	1
1.1.2 Übertragungsnetz im Umbau	3
1.2 Zielsetzung und methodisches Vorgehen	5
1.2.1 Forschungsgegenstand und Abgrenzung	5
1.2.2 Gliederung der Arbeit	7
2. Grundlagen der HGÜ-Systemtechnik	9
2.1 Überblick zur Isolationskoordination	9
2.2 HGÜ-Systemkonfigurationen	11
2.3 Selbstgeführte Umrichter für HGÜ-Anwendung	13
2.3.1 Modularer Multilevelumrichter	13
2.3.2 Submodul-Topologien	15
2.3.3 Funktionsprinzip	17
2.3.4 Regelsystem	20
2.3.5 Schutztechnik	23
2.4 Überblick zu HGÜ-Kabeltechnologien	24
3. EMT-Modellbildung und Parameteridentifikation	27
3.1 Modellbildung von Leitungen	28
3.1.1 Grundlagen der Leitungstheorie	28
3.1.2 Leitungsmodelle für EMT-Anwendungen	32
3.2 Modellbildung zur Analyse von äußeren Überspannungen	38
3.2.1 Arten der Blitzeinwirkung	38
3.2.2 Maximale Blitzstromamplituden bei Abschirmfehlern	40
3.2.3 Blitzstrom Parameterbestimmung	41
3.2.4 Freileitungsmasten	44
3.2.5 Freileitungsisolator und Überschlagsmodell	48
3.2.6 Freileitungsleiterseile	51
3.2.7 Kabelübergangsstation	52
3.2.8 Überspannungsableiter	52

3.2.9	Kabelsystem und Garnituren	53
3.3	Modellbildung zur Analyse von inneren Überspannungen	55
3.3.1	Umrichterstation	55
3.3.2	Submodul und Umrichterventil	56
3.3.3	Ventildrossel	59
3.3.4	Stromrichtertransformator	60
3.3.5	Weitere Komponenten	62
3.4	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	64
4.	EMT-Ausgleichsvorgänge bei äußeren Überspannungen	65
4.1	Stand des Wissens	65
4.2	Klassifizierung von Blitzüberspannungen in HGÜ-Kabelsystemen	67
4.3	Aufbau der Blitzüberspannung durch Wanderwellen	67
4.3.1	Wanderwellenausbreitung vor einem Rücküberschlag	67
4.3.2	Wanderwellenausbreitung nach einem Rücküberschlag	70
4.3.3	Maximale Blitzüberspannung entlang des Kabels	71
4.4	Analyse von Blitzüberspannungen entlang des Kabelsystems	73
4.4.1	Exemplarisches Systemverhalten	73
4.4.2	Freileitungsmast mit zwei Erdseilen	75
4.4.3	Freileitungsmast mit einem Erdseil	78
4.4.4	Einfluss der Kabelübergangsstation	80
4.5	Möglichkeiten zur Reduktion der Kabelbelastungen	81
4.6	Weiterführende Betrachtungen zur Isolationskoordination	83
4.6.1	Häufigkeitsabschätzung eines Rücküberschlags	83
4.6.2	Weitere Verfahren zur Isolationskoordination	85
4.7	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	86
5.	EMT-Ausgleichsvorgänge bei inneren Überspannungen	89
5.1	Stand des Wissens	89
5.2	Auslegung der untersuchten Systemkonfigurationen	91
5.2.1	Symmetrischer Monopol	91
5.2.2	Rigid Bipol	93
5.3	Analyse des Systemverhaltens im Fehlerfall	95
5.3.1	Symmetrischer Monopol	95
5.3.2	Rigid Bipol	100
5.4	Systematische Analyse der Kabelbelastungen	110
5.4.1	Klassifizierung der Spannungsformen in HGÜ-Kabelsystemen	111
5.4.2	Parametrischer Ansatz	112
5.4.3	Maximale Spitzenwerte entlang der Kabelstrecke	114
5.4.4	Spannungsprofile entlang der Kabelstrecke	116
5.4.5	Exemplarische Spannungs- und Überspannungsverläufe	118
5.4.6	Aufbau der Überspannungen und Polaritätswechsel	120
5.4.7	Überspannungsparameter in Abhängigkeit der Kabellänge	129

5.4.8	Vergleich mit bestehenden Prüfverfahren	130
5.4.9	Weitere Einflussparameter und Schutzmaßnahmen	134
5.4.10	Strombelastungen des Kabelsystems	136
5.5	Zusammenfassung und Handlungsempfehlung	137
6.	Auswirkung der Überspannungen auf die HGÜ-Kabelisolation	139
6.1	Zielsetzung und Annahmen	139
6.2	Stand des Wissens	140
6.2.1	Elektrische Feldverteilung bei DC-Beanspruchung	140
6.2.2	Elektrische Feldverteilung bei überlagerten Impulsen	144
6.2.3	Anmerkungen zu Raumladungen in HGÜ-Kabeln	144
6.3	Verfahren zur Ermittlung der elektrischen Feldverteilung	146
6.3.1	DC-Feldverteilung bei theoretischen Raumladungsdichten	147
6.3.2	Resultierende Feldverteilung bei überlagerten Impulsen	149
7.	Zusammenfassung und Ausblick	151
A.	Grundkonzeption HGÜ-System	155
A.1	Dimensionierung eines HGÜ-Umrichters	156
A.2	Energiehub im stationären Betrieb	161
A.3	Schutztechnik	164
B.	Rigid Bipol: einpoliger Erdschluss auf Ventilseite	165
B.1	Systemverhalten bei rein induktiver Beschaltung	168
B.2	Systemverhalten bei ohmsch-induktiver Beschaltung	170
C.	Transiente Impedanz eines Freileitungsmasts	173
C.1	Analytische Berechnung der transienten Impedanz	173
C.2	Auslegung der Netzwerkmodelle	178
D.	Kabelgeometrie und Materialdaten	181
D.1	Relevante Parameter zur Analyse von EMT-Ausgleichsvorgängen	181
D.2	Weitere Parameter zur Bewertung der elektrischen Feldverteilung	183
E.	Literaturverzeichnis	185
E.1	Literaturverzeichnis	185
E.2	Zitierte Standards und technische Dokumente	201
E.3	Eigene Journalbeiträge	206
E.4	Eigene Veröffentlichungen auf Konferenzen	207
E.5	Veröffentlichungen im Rahmen von CIGRE JWG B4/B1/C4.73	209
E.6	Betreute studentische Abschlussarbeiten	210

Abbildungsverzeichnis

1.1	Historische Entwicklung der Fernübertragung mit Gleichstrom . . .	1
1.2	Übersicht geplanter HGÜ-Vorhaben	4
2.1	HGÜ-Systemkonfigurationen	12
2.2	Topologie eines dreiphasigen MMCs.	14
2.3	Submodul-Topologien für HGÜ-Anwendungen	15
2.4	Schaltzustände einer Halbbrücke	16
2.5	Entkoppelte Ersatzschaltungen des MMCs	20
2.6	Hierarchische Struktur eines HGÜ-Regelsystems	21
3.1	Spannungskategorien und ihre zugehörigen Frequenzbereiche . . .	28
3.2	Ersatzschaltung einer elektrisch langen Leiteranordnung	29
3.3	Ablauf der Leitungsmodellierung in EMT-Software	33
3.4	Ersatzschaltungen von Wellen- und Netzwerkleitungsmodellen . . .	35
3.5	Anordnung Freileitung - Kabel - Freileitung	38
3.6	Schematische Ausbreitung von Wanderwellen	39
3.7	Elektrogeometrisches Modell	41
3.8	Konkave Blitzstromform	42
3.9	Mastbild und EMT-Modellierungsformen	45
3.10	Einfluss der EMT-Modellierung von Masten	46
3.11	Anordnung Masttraverse und Überslagsmodell	48
3.12	Isolationsverhalten von Luftstrecken	49
3.13	Ableitercharakteristik und Ableitermodell	53
3.14	Exemplarische Umrichterstation	55
3.15	Vereinfachte Strom-Spannungs-Kennlinie von Diode und IGBT . . .	57
3.16	Modellierung eines Submoduls in EMT-Software	58
3.17	Modellierung der Ventildrossel	60
3.18	T-Ersatzschaltbild eines Einphasen-Transformators	61
4.1	Anordnung Freileitung - Kabel - Freileitung	66
4.2	Definition der überlagerten Impulsspannung	67
4.3	Wellenausbreitung vor Rücküberschlag	68

4.4	Ausbreitung der Spannungswellen nach Rücküberschlag	70
4.5	Wellenersatzschaltbild an der Kabelübergangsstation	72
4.6	Blitzüberspannung am Auftrittsort des Spitzenwerts	74
4.7	Spitzenwerte der Blitzüberspannung bei zwei Erdseilen	77
4.8	Spitzenwerte der Blitzüberspannung bei einem Erdseil	79
4.9	Einfluss des Erdungswiderstands an der Kabelübergangsstation . .	81
4.10	Einfangfläche eines Freileitungsmastes	83
5.1	Skizze SMP einschließlich Fehlerereignisse	92
5.2	Skizze RBP einschließlich Fehlerereignisse	94
5.3	Transientes Systemverhalten während F8	96
5.4	Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F8 im SMP	97
5.5	Transientes Systemverhalten während F9	99
5.6	Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F9 im SMP	100
5.7	Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F8 im RBP	101
5.8	Transientes Systemverhalten während F8 in RBP	102
5.9	Einfluss von R_G auf AC-Kurzschlussströme	104
5.10	Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F9 im RBP	107
5.11	Transientes Systemverhalten während F9 in RBP	108
5.12	Einfluss von R_G auf die Kabelüberspannung	110
5.13	Schematische Zeitverläufe von inneren Überspannungen	111
5.14	Spitzenwerte der Blitzüberspannung	115
5.15	Spannungsprofile entlang der Kabelstrecken	117
5.16	Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung . .	118
5.17	Spannungsverläufe an der Kabelstrecke des fehlerbehafteten Pols .	119
5.18	Aufbau der Überspannung entlang der Kabelstrecke infolge F5 . .	122
5.19	Wellengitter entlang der Kabelstrecke des fehlerfreien Pols	123
5.20	Zusammenhang zwischen Arbeitspunkt und Überspannung	125
5.21	Spannungsverlauf am Kabelendverschluss des fehlerhaften DC-Pols	126
5.22	Wellengitter entlang des fehlerhaften Kabelsegments während F4 .	127
5.23	Einfluss der Systemlänge auf Spitzenwert und Anstiegszeit	129
5.24	Vergleich der Überspannungen mit Prüfverfahren	132
6.1	Schematischer Ablauf zur Analyse der Kabelbelastungen	147
6.2	Theoretische elektrische Feldverteilung und Raumladungsdichte . .	148
6.3	Resultierende elektrische Feldstärke bei überlagerten Blitzimpulsen	149
A.1	Schematische Darstellung SMP	156
A.2	Ventilstrom in Abhängigkeit der AC-Spannung	158
A.3	Minimale und Maximale Submodulspannungen	162
A.4	Ventilspannungen im Bemessungsarbeitspunkt	163
A.5	Blockschaltbild der berücksichtigten Schutzfunktionen.	164

B.1 Vereinfachte Ersatzschaltung während F8	165
B.2 Ventilseitige Ersatzschaltung während F8	167
B.3 Stromverläufe für verschiedene Werte von X/R	171
C.1 Transiente Impedanz einer zylinderförmigen Anordnung	174
D.1 Frequenzabhängige Leitungsbeläge der HGÜ-Kabelmodelle	182

Tabellenverzeichnis

2.1	Überspannungskategorien und ihre Ursachen	10
3.1	Blitzstromparameter entsprechend des Gefährdungspegels	43
3.2	Blitzstromparameter zur SFO Analyse bei $I_f = 18 \text{ kA}$	44
3.3	Blitzstromparameter zur SFO Analyse bei $I_f = 36 \text{ kA}$	44
3.4	Modellierungsgüte von HGÜ-Umrichterventilen	56
3.5	Erforderliche Modellierung der Systemkomponenten	64
5.1	Fehlerereignisse und potentielle Ursachen	91
5.2	Berücksichtigte Parametervariationen	112
5.3	Betriebsmodi der Umrichterstationen	113
5.4	Zusammenfassung der relevanten Fehlerereignisse im SMP	138
5.5	Zusammenfassung der relevanten Fehlerereignisse im RBP	138
A.1	Bemessungsgrößen am Netzanschlusspunkt	155
A.2	Dimensionierung der HGÜ-Umrichter	159
A.3	Parametrierung der Einphasen-Dreiwicklungstransformatoren	160
A.4	AC- und DC-Überspannungsableiter	160
D.1	Material und Geometriedaten der generischen Kabelmodelle	182
D.2	Weitere Materialdaten der generischen Kabelmodelle	183

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Ausgangslage

1.1.1 Historische Entwicklung der HGÜ-Technik

Die Übertragung von elektrischer Energie mit Gleichstrom stellt bereits seit den Anfängen der elektrischen Energieversorgung Ende des 19. Jahrhunderts eine zentrale Aufgabenstellung dar. Abbildung 1.1 zeigt die historische Entwicklung der Fernübertragung mit Gleichstrom am Beispiel ausgewählter Projekte. Als erste Fernübertragungsstrecke mit Gleichstrom gilt die Verbindung von Miesbach nach München, die im Jahr 1882 für die *Electricitäts-Ausstellung* in München in Betrieb

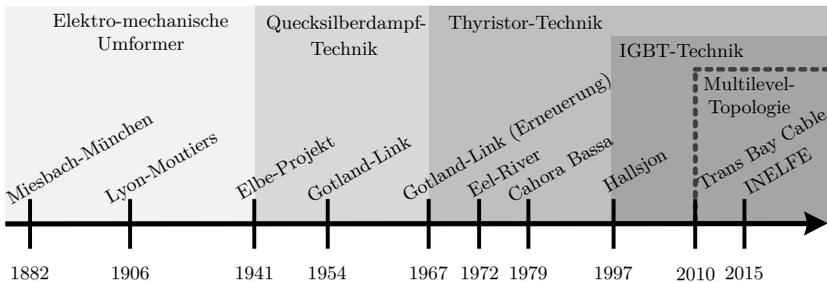


Abbildung 1.1: Historische Entwicklung der Fernübertragung mit Gleichstrom am Beispiel ausgewählter Projekte, basierend auf der Datengrundlage von [8, 123].

genommen wurde und vornehmlich dazu diente, die Pumpe eines künstlichen Wasserfalls mit elektrischer Energie zu versorgen [100]. Obgleich diese Verbindung nach nur wenigen Betriebstagen wegen technischen Defekten wieder außer Betrieb ging, wurden in den darauffolgenden Jahren sowohl in Europa als auch in den Vereinigten Staaten mehrere Fernübertragungstrecken mit Gleichstrom realisiert. Zu nennen ist hier unter anderem die Übertragungstrecke Lyon-Moutiers, die dazu diente, ein an der Isère gelegenes Wasserkraftwerk mit dem elektrischen Straßenbahnnetz in der Stadt Lyon zu verbinden und in der ersten Ausbaustufe bereits bei einer Gleichspannung von 50 kV betrieben wurde [141]. In den Anfängen der Gleichstrom-Übertragung erfolgte die Erzeugung vom Gleichstrom (DC, engl. *direct current*) durch elektro-mechanische Umformer. Zu diesen Zeiten konkurrierte die Gleichstrom-Übertragung mit der Wechselstrom-Übertragung (AC, engl. *alternating current*), die in den nachfolgenden Jahrzehnten wegen der einfachen Transformierbarkeit in verschiedene Spannungsebenen eine übergeordnete Rolle einnahm. Erst durch die Entwicklung von Quecksilberdampfgleichrichtern nahm die Bedeutung der Gleichstrom-Übertragung erneut zu. Als erstes kommerzielles Projekt basierend auf Quecksilberdampfgleichrichtern wird das Elbe-Projekt angesehen, das aufgrund der Kriegsereignisse jedoch nie an seinem geplanten Aufstellungsort in Betrieb ging [80]. In den Nachkriegsjahren wurden Fernübertragungen basierend auf Quecksilberdampfgleichrichtern in einigen Projekten weltweit realisiert [123]. Daher werden in [123] die Fünfzigerjahre als Beginn der heutigen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) angesehen. Der Einzug der Leistungshalbleiter löste Ende der Sechzigerjahre die Quecksilberdampfgleichrichter in HGÜ-Anwendungen ab. Als leistungselektronische Schalter kamen Thyristoren zum Einsatz. Netzgeführte Stromrichter auf Basis von Thyristoren stellen bis heute eine etablierte Technologie dar und werden in HGÜ-Verbindungen bei sehr hohen Übertragungsleistungen von gegenwärtig bis zu 12 GW eingesetzt [42]. Die Entwicklung von abschaltbaren Leistungshalbleitern – vor allem IGBTs (engl. *insulated-gate bipolar transistor*) – ermöglichte den Einsatz neuer Umrichtertopologien und wurde für HGÜ-Anwendungen erstmalig Ende der Neunzigerjahre in der schwedischen Versuchsanlage *Hallsjon* erprobt [123]. In den nachfolgenden Jahren führte der technologische Fortschritt der IGBT-Technik zu höheren Stromtragfähigkeiten und höheren Sperrspannungen. Mittels der abschaltbaren Leistungshalbleiter konnten selbstgeführte Umrichtertopologien (VSC, engl. *voltage source converter*) – zu den damaligen Zeiten vor allem als zwei- oder dreistufige Umrichter – realisiert und in einer Vielzahl von HGÜ-Projekten weltweit eingesetzt werden [160]. Der nächste Meilenstein der HGÜ-Entwicklung erfolgte im Jahr 2010, als in dem kalifornischen Projekt *Trans Bay Cable* erstmalig die neuartige Topologie der modularen Multilevelumrichter für eine kommerzielle HGÜ-Verbindung installiert wurde [152]. Die Topologie der modularen Multilevelumrichter verfügt über eine Vielzahl an technischen Vorteilen gegenüber den bis dato eingesetzten Umrichtertopologien und wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit ausgiebig diskutiert. Die Entwicklung der Gleichstrom-Übertragung mit

all ihren Facetten ist auch nach nunmehr fast 140 Jahren seit Inbetriebnahme der ersten Fernübertragungsstrecke nicht abgeschlossen. Aus heutiger Sicht hat die europaweite Energiewende einen massiven Umbau des Übertragungsnetzes zur Folge, in welchem HGÜ-Verbindungen zukünftig eine tragende Rolle einnehmen sollen. Daher können die europäischen HGÜ-Vorhaben als Technologietreiber für weitere Innovationen im Bereich der HGÜ-Technik angesehen werden.

1.1.2 Übertragungsnetz im Umbau

Die Klima- und energiepolitischen Ziele der europäischen Union, die eine Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990, sowie eine Erhöhung des Anteils von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32 % bis zum Jahr 2030 fordern, sind nur durch umfassende Verstärkungsmaßnahmen sowie tiefgreifende Aus- und Umbauten des europäischen Übertragungsnetzes zu erreichen. Neben der Anbindung der erneuerbaren elektrischen Energieerzeugungsanlagen an die Lastzentren ist ein weiterer Ausbau des grenzüberschreitenden Energiehandels unverzichtbar, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen und gleichzeitig eine hohe Versorgungssicherheit einhalten zu können. Der europäische Zehnjahresentwicklungsplan der elektrischen Übertragungsnetze (TYNDP, engl. *ten year network development plan*) prognostiziert daher umfangreiche Investitionen innerhalb der nächsten Dekade [198]. Eine wesentliche Rolle bei den geplanten Ausbauvorhaben kommen HGÜ-Systemen auf Basis selbstgeführter Umrichter zuteil, da diese neben der Fernübertragung zwischen räumlich entfernten Erzeugungsanlagen und Lastzentren zusätzlich eine Vielzahl an netzdienlichen Maßnahmen¹ bereitstellen können und damit auch in Hinblick auf die Stabilität zukünftiger Übertragungsnetze von entscheidender Bedeutung sind [167]. Abbildung 1.2 (a) gibt auf Basis des TYNDPs 2018 einen Überblick über die in Europa in den nächsten Jahren zu erwartende Anzahl an HGÜ-Projekten. Die Interessenvereinigung europäischer Kabelhersteller *Europacable* prognostiziert auf Basis des TYNDPs eine kumulierte Länge der im Zeitraum von 2019-2030 zu produzierenden HGÜ-Kabel von 42.666 km [76]. Diese Länge beinhaltet sowohl Seekabel als auch Landkabelsysteme. Im Vergleich zu der geschätzten zu produzierenden Länge von HDÜ-Kabelsystemen (HDÜ, dt. *Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung*), die bei 2.111 km liegt, stellen HGÜ-Kabelprojekte die überwiegende Mehrheit dar. Aufgrund dessen ist zu erwarten, dass HGÜ-Kabelsysteme mittelfristig eine tragende Rolle in der europäischen Energieversorgung einnehmen werden. Um dieser Rolle gerecht zu werden, sollte einer zuverlässigen Auslegung der geplanten HGÜ-Kabelverbindungen besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden. Abbildung 1.2 (b) zeigt die im Netzentwicklungsplan (NEP) für das deutsche Stromnetz im Zeitraum von 2019-2030 von der Bundesnetzagentur bestätigten innerdeutschen HGÜ-Vorhaben. Zusätzlich zu

¹Die Vorteile dieser Technologie werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit präzisiert.

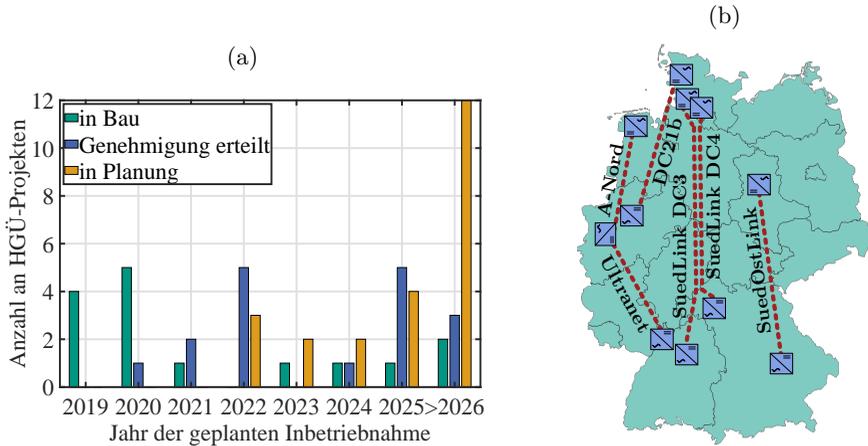


Abbildung 1.2: (a) Anzahl an europäischen HGÜ-Vorhaben gemäß TYNDP 2018 [198], (b) bestätigte innerdeutsche HGÜ-Vorhaben nach NEP 2019 - 2030 [155].

den dargestellten Korridoren sind weitere HGÜ-Verbindungen zur Anbindung von Offshore-Windparks und als Interkonnektoren zu europäischen Ländern in der Bau- beziehungsweise Planungsphase. In Hinblick auf die innerdeutschen HGÜ-Vorhaben existieren im Vergleich zu den europäischen Nachbarländern in Deutschland tiefgreifende gesetzlich geregelte Planungsgrundsätze. Um in der Bevölkerung die Akzeptanz für Leitungsbauvorhaben zu erhöhen, verabschiedete die Bundesregierung das Gesetz zur *Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus* [121]. Dieses Gesetz ist seit dem 31.12.2015 in Kraft und regelt im Wesentlichen den Vorrang der Erdverkabelung in HGÜ-Projekten. Nach [121] kann in HGÜ-Vorhaben eine Freileitung nur in Teilabschnitten errichtet werden, sofern einer der folgenden Fälle vorliegt:

- ein Erdkabel gegen den Artenschutz verstieße oder wegen erheblicher Beeinträchtigungen von Schutzgebieten unzulässig wäre.
- die Bündelung der HGÜ-Verbindung mit einer bestehenden AC-Freileitung möglich ist.
- eine lokale Gebietskörperschaft innerhalb des Trassenkorridors in der Antragskonferenz die Prüfung des Einsatzes einer Freileitung ausdrücklich fordert.

Diese gesetzlichen Rahmenbedingungen führen dazu, dass die HGÜ-Vorhaben *SuedLink* nach ihrer Fertigstellung mutmaßlich die mit großem Abstand längsten

Landkabelsysteme der Welt sein werden. Darüber hinaus besteht aufgrund der Gesetzeslage auch die Möglichkeit einer teilverkabelten Übertragungsstrecke. In solchen Systemen ist die Kabelstrecke den atmosphärischen Einwirkungen aus dem Freileitungsbereich ausgesetzt. An dieser Stelle sei jedoch hervorgehoben, dass teilverkabelte HGÜ-Systeme auch aufgrund von verschiedenen anderen Planungsaspekten oder ökonomischen Überlegungen unvermeidbar sein können und daher auch aus globaler Perspektive eine mögliche Übertragungsvariante darstellen.

1.2 Zielsetzung und methodisches Vorgehen

1.2.1 Forschungsgegenstand und Abgrenzung

Aufgabenstellung

Während der Lebensdauer eines HGÜ-Systems ist die Kabelstrecke aufgrund verschiedener Ursachen mannigfaltigen Spannungsbeanspruchungen ausgesetzt. Infolge von Erdschlüssen oder Kurzschlüssen können an der Kabelstrecke sowohl Überspannungen als auch schnelle Spannungsumpolungen auftreten. Darüber hinaus können im Fall von teilverkabelten Übertragungssystemen Blitzeinwirkungen im Freileitungsbereich zu Überspannungen entlang der Kabelstrecke führen. Um eine zuverlässige Auslegungsstrategie des HGÜ-Kabelsystems ermöglichen zu können, ist eine umfassende Kenntnis über die potentiell zu erwartenden Spannungs- und Strombeanspruchungen von entscheidender Bedeutung. Relevante Normen für HGÜ-Betriebsmittel lassen die Festlegung der erforderlichen Prüf- und Bemessungsisolationspegel weitestgehend für den Verhandlungsprozess zwischen Lieferanten und Betreiber offen. Insbesondere in Hinblick auf die in Deutschland geplanten HGÜ-Systemkonfigurationen in Kombination mit den mutmaßlich zum Einsatz kommenden Umrichtertopologien existieren weltweit kaum Projektierungs- und Betriebserfahrungen. Dieser Sachverhalt erschwert den Koordinationsprozess zwischen den drei hauptsächlich involvierten Parteien eines HGÜ-Projekts: (*i*) Betreiber des HGÜ-Systems, (*ii*) Umrichterlieferant und (*iii*) Kabelhersteller. Mit Blick auf die geplanten HGÜ-Vorhaben nimmt daher eine umfassende Analyse der potentiell zu erwartenden dielektrischen Beanspruchungen durch eine neutrale Partei einen hohen Stellenwert ein. Aus Sicht der wissenschaftlichen Forschung sind viele Fragestellungen in Bezug auf den Themenkomplex der transienten Spannungsbeanspruchungen in HGÜ-Systemen und deren Auswirkungen auf die Isolationskoordination noch weitestgehend unbeantwortet.

Ziele

Das primäre Ziel dieser Dissertation ist die Identifikation von Spannungsbeanspruchungen, die infolge von potentiell zu erwartenden Fehlerereignissen oder atmosphärischen Einwirkungen entlang von HGÜ-Kabelsystemen auftreten können. Dies inkludiert sowohl eine Analyse der möglichen Spannungspegel als auch der zu

erwartenden Spannungsformen und deren Kenngrößen. Der Fokus liegt dabei auf HGÜ-Systemen basierend auf der Topologie von modularen Multilevelumrichtern, da diese in den europäischen HGÜ-Vorhaben hauptsächlich zum Einsatz kommen werden. Im Vordergrund stehen die Systemkonfigurationen *symmetrischer Monopol*, die in bisherigen Projekten mit modularen Multilevelumrichtern häufig Anwendung fand, sowie die Systemkonfiguration *Rigid Bipol*, die in zukünftigen Projekten zur Fernübertragung mit Kabeln mutmaßlich eine wichtige Rolle einnehmen wird. Neben einer umfassenden Analyse der möglichen Spannungsbeanspruchungen sowie einer Identifikation der relevanten Einflussfaktoren und potentiellen Schutzmaßnahmen werden Handlungsempfehlungen für die Isolationskoordination sowie für die zuverlässige Auslegung von HGÜ-Betriebsmitteln aufgezeigt. Um die genannten Ziele dieser Arbeit erreichen zu können, ist eine umfassende Analyse von elektromagnetischen transienten (EMT) Ausgleichsvorgängen erforderlich. Die Bezeichnung *elektromagnetisch transient* stammt aus den Anfängen der rechnergestützten Simulationsprogramme² [30] und bezeichnet im Wesentlichen Wanderwellenvorgänge in räumlich ausgedehnten Systemen. Eine analytische Berechnung von Wanderwellenvorgängen ist nur in vergleichsweise einfachen elektrischen Anordnungen möglich. In der Regel bestehen technisch relevante Systeme aus nichtlinearen Betriebsmitteln oder erfordern die Berücksichtigung von Schutz- und Regelfunktionen, sodass eine analytische Berechnung der Ausgleichsvorgänge de facto nicht mehr praktikabel ist. Aus diesen Gründen wird im Rahmen dieser Arbeit auf EMT-Softwaretools zurückgegriffen. Sofern jedoch für den jeweiligen Sachverhalt mittels geeigneter Vereinfachungen eine analytische Lösung der Ausgleichsvorgänge als sinnvoll und zielführend erscheint, wird diese aufgezeigt und kann als Abschätzung für zukünftige Systemauslegungen dienen. Das Themengebiet der Analyse von transienten Ausgleichsvorgängen beinhaltet sowohl eine adäquate Modellbildung aller erforderlichen Betriebsmittel in den relevanten Frequenzbereichen sowie eine Identifikation der jeweils benötigten Systemparameter, als auch parametrische Ansätze zur Ermittlung der kritischen Fehlerereignisse.

Thematische Abgrenzungen

Folgende thematischen Abgrenzungen sind vorab zu nennen:

- *DC-Netze*
Diese Arbeit fokussiert sich ausschließlich auf HGÜ-Zweipunkt-Übertragungssysteme. Multiterminal-Verbindungen oder gar DC-Netze sind nicht Gegenstand der Arbeit.
- *Auslegung der leistungselektronischen Komponenten*
Die nachfolgenden Analysen der elektromagnetischen transienten Ausgleichsvorgänge zielen primär auf die Spannungsbeanspruchungen entlang der HGÜ-

²Dieser Begriff diente auch zur Abgrenzung zu elektromechanischen Ausgleichsvorgängen.

Kabelstrecke ab. Neben einer Identifikation der relevanten Schnittstellen zwischen Umrichterstation und HGÜ-Kabel werden jedoch auch die stationsinternen Strom- und Spannungsbeanspruchungen untersucht, da diese für die grundlegende Auslegung des HGÜ-Systems entscheidend sind. Eine konkrete thermische Auslegung der leistungselektronischen Komponenten der Umrichter auf Grundlage der ermittelten Strom- und Spannungsbeanspruchungen ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit.

■ *Feldberechnung an kritischen Komponenten*

Der inhaltliche Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Analyse von elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen. Darüber hinaus wird im Rahmen eines Ausblicks die Auswirkung der transienten Überspannung auf die elektrische Feldverteilung in der Kabelisolation aufgezeigt. Die Berechnung der elektrischen Feldverteilung an den mutmaßlich kritischen Komponenten des HGÜ-Kabelsystems stellt jedoch ein eigenes Themengebiet dar. Die in dieser Arbeit ermittelten Spannungsbeanspruchungen können als Ausgangspunkt für weitere Forschungsarbeiten mit einem Schwerpunkt auf die elektrische Feldberechnung an spezifischen Komponenten dienen.

1.2.2 Gliederung der Arbeit

Diese Dissertation besteht aus sieben Kapiteln, die jeweils folgende Themenschwerpunkte umfassen:

- *Kapitel 2* nennt die relevanten Grundlagen der HGÜ-Systemtechnik in Bezug auf die weiteren inhaltlichen Schwerpunkte dieser Arbeit.
- *Kapitel 3* zeigt die Modellbildung der relevanten Betriebsmittel auf, die zur Untersuchung von unterschiedlichen EMT-Ausgleichsvorgängen erforderlich ist. Die Themengebiete dieses Kapitels sind unterteilt in die benötigte Modellierung zur Untersuchung von äußeren³ Überspannungen sowie zur Analyse von inneren Überspannungen.
- Der Fokus von *Kapitel 4* liegt auf einer Analyse von äußeren Überspannungen, die in teilverkabelten Systemen auftreten können. Dieses Kapitel zeigt zuerst den Stand des Wissens auf und klassifiziert Blitzüberspannungen in HGÜ-Kabelsystemen. Anschließend erfolgt eine systematische Analyse der Spannungsbeanspruchungen sowie eine Bewertung von möglichen Schutzmaßnahmen. Abschließend werden Handlungsempfehlungen zur Isolationskoordination von teilverkabelten HGÜ-Systemen genannt.

³Eine Definition von *äußeren* beziehungsweise *inneren* Überspannungen erfolgt in Kapitel 2.1.

- *Kapitel 5* widmet sich der Analyse von inneren Überspannungen. Zu Beginn des Kapitels erfolgt eine Einordnung zu bereits existierenden Forschungsarbeiten. Anschließend werden die HGÜ-Systemkonfigurationen hinsichtlich ihres Systemverhaltens bei unterschiedlichen Fehlerereignissen untersucht. Danach werden die Spannungsbeanspruchungen entlang von räumlich ausgedehnten Kabelstrecken systematisch analysiert. Zusätzlich liefert dieses Kapitel einen Vergleich der ermittelten Spannungsformen mit aktuell zum Einsatz kommenden Prüfverfahren. Das Kapitel endet mit einer Zusammenfassung sowie mit Handlungsempfehlungen für zukünftige HGÜ-Projekte.
- *Kapitel 6* thematisiert im Rahmen eines Ausblicks die Auswirkungen der zuvor ermittelten transienten Überspannungen auf die elektrische Feldverteilung in der Kabelisolation.
- Abschließend erfolgt in *Kapitel 7* eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse dieser Arbeit sowie ein Ausblick auf zukünftige Forschungsarbeiten.

Inhaltliche Ergänzungen beziehungsweise vertiefende Betrachtungen einzelner Themengebiete sind in den Anhängen A - D ausgeführt. Die im Rahmen dieser Arbeit genutzte Nomenklatur orientiert sich – sofern verfügbar – an den jeweiligen fachspezifischen Normen sowie an den Normen zur Terminologie von HGÜ-Systemen *DIN EN 60633* [189] und *DIN EN 62747* [194].

Kapitel 2

Grundlagen der HGÜ-Systemtechnik

„Wer nicht erfindet, verschwindet,
wer nicht patentiert, verliert.“

— Erich Häußer, ehemaliger Präsident des Deutschen Patentamtes

2.1 Überblick zur Isolationskoordination

Unter Isolationskoordination versteht man die Bemessung des Isolationspegels eines Betriebsmittels in Abhängigkeit der für den Anwendungsfall zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen. Seit jeher stellt die Isolationskoordination einen elementaren Eckpfeiler der elektrischen Energietechnik dar. Ein wesentliches Ziel der Isolationskoordination ist eine adäquate Auslegung des Isolationspegels von Netzbetriebsmitteln durch geeignete Schutz- und Designmaßnahmen, sodass über der kompletten Lebensdauer der Betriebsmittel eine akzeptable Fehlerrate eingehalten werden kann [64]. Für Drehstromnetze stellen die internationalen Normen zur Isolationskoordination beziehungsweise deren deutschsprachige Fassungen *DIN EN 60071-1* [185] und *DIN EN 60071-2* [186] die Grundsätze sowie die angewandten Verfahren vor. Im Wesentlichen können die Verfahren der Isolationskoordination aus [185] in vier Schritte unterteilt werden:

■ **Netzanalyse:**

Ermittlung von repräsentativen Spannungsbeanspruchungen in verschiedenen Überspannungskategorien unter Berücksichtigung der eingesetzten Überspannungsschutzgeräte.

■ **Auswahl der Isolation:**

Auf Grundlage der repräsentativen Spannungsbeanspruchungen werden mit-

tels geeigneter Auswahlkriterien unter Einbezug akzeptabler Fehlerraten die Koordinationsstehspannungen des Betriebsmittels ermittelt.

■ **Anwendungen von Korrekturfaktoren:**

Beaufschlagung der Koordinationsstehspannungen mit Korrektur- und Sicherheitsfaktoren, um etwaige Unterschiede zwischen den zu erwartenden Betriebsbedingungen und den Prüfbedingungen abzudecken.

■ **Auswahl der erforderlichen Bemessungsspannungen:**

Auswahl der Bemessungsisolationspegel entsprechend der zuvor ermittelten erforderlichen Stehspannungen anhand der genormten Bemessungsspannungen.

Tabelle 2.1 nennt für Drehstromnetze die wesentlichen Kategorien von Überspannungsarten sowie deren mögliche Ursachen. Demnach treten in Drehstromnetzen Überspannungen vor allem infolge von Schalthandlungen, diversen Fehlerereignissen, atmosphärischen Einwirkungen oder Lastabwurf auf. Für dielektrische Prüfungen von Betriebsmitteln mit Überspannungen der Kategorie *langsamer Anstieg* ist in [184] die genormte Schaltstoßspannungsform festgelegt. Für Überspannungen der Kategorie *schneller Anstieg* ist die genormte Blitzstoßspannungsform definiert

Tabelle 2.1: Überspannungskategorien und ihre Ursachen nach den Normen zur Isolationskoordination von Drehstromnetzen [185, 200]. Mit den englischen Abkürzungen: *temporary overvoltage* (TOV), *slow-front overvoltage* (SFO), *fast-front overvoltage* (FFO) und *very fast-front overvoltage* (VFFO).

Über- spannungs- kategorie	Niederfrequent	Transiente Überspannungen		
	Zeitweiliger Vorgang TOV	Langsamer Anstieg SFO	Schneller Anstieg FFO	Steiler Anstieg VFFO
Anstiegszeit	–	20 μ s . . . 5 ms	0.1 μ s . . . 20 μ s	3 ns . . . 100 ns
Dauer	30 ms . . . 3600 s	≤ 20 ms	≤ 300 μ s	–
Ursachen	<ul style="list-style-type: none"> • Lastabwurf • Ferroresonanzen • Einschalten von Leitungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Leitungs- kurzschlüsse • Einschalten/ Wiedereinschalten 	<ul style="list-style-type: none"> • Blitzeinwirkungen • Rückzündungen von Leistungsschaltern 	<ul style="list-style-type: none"> • Fehler in gasisolierten Schaltanlagen • Schalten von Vakuumschaltern

[184]. Für Betriebsmittel von Drehstromnetzen sind die Bemessungs-Stoßspannungspegel weitestgehend durch die jeweiligen Geräte-Komitees normativ vorgegeben und können in vielen Fällen in Abhängigkeit der Systemspannung aus den entsprechenden Normen entnommen werden [185]. In Hinblick auf Komponenten von HGÜ-Stationen stellt die Norm *DIN EN 60071-5* [187] Verfahren zur Isolationskoordination von netzgeführten Stromrichterstationen (LCC, engl. *line commutated converter*) vor. Im Unterschied zu den in Drehstromnetzen weitestgehend normierten Isolationspegeln dient die Norm [187] vor allem als Leitfaden und liefert keine genormten Isolationspegel. Obgleich zwar einige der in Tabelle 2.1 genannten Ursachen, wie beispielsweise atmosphärische Einwirkungen, auch in HGÜ-Systemen auftreten können, existieren in solchen weitere Fehlerursachen und Einflussfaktoren, die spezifische Überspannungsformen verursachen können. Für die in dieser Arbeit im Vordergrund stehende Umrichtertopologie der selbstgeführten Umrichter (VSC, engl. *voltage sourced converter*) und für die inzwischen am häufigsten eingesetzte VSC-Topologie der modularen Multilevelumrichter existieren bisher keine Normen zur Isolationskoordination. Aufgrund der unterschiedlichen Umrichtertechnologie von modularen Multilevelumrichtern im Vergleich zu der seit Jahrzehnten eingesetzten LCC-Technik sind in HGÜ-Systemen basierend auf modularen Multilevelumrichtern gänzlich andere Spannungsformen und Einflussfaktoren zu erwarten. Diese Arbeit fokussiert sich im weiteren Verlauf hauptsächlich auf eine Analyse von elektromagnetischen transienten Ausgleichsvorgängen, die an HGÜ-Kabelsystemen zu kritischen Spannungsbeanspruchungen führen können. Entsprechend der zuvor dargestellten Abfolge der Isolationskoordination stellt eine Analyse der potentiell auftretenden Spannungsbeanspruchungen die Grundlage für alle weiteren Schritte der Isolationskoordination dar.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden die möglichen Spannungsbeanspruchungen in die beiden Gruppen der *äußeren Überspannungen* und der *inneren Überspannungen* unterteilt. Äußere Überspannungen sind vor allem in teilverkabelten HGÜ-Systemen zu erwarten und können infolge von atmosphärischen Einwirkungen auftreten. Mit inneren Überspannungen werden im Kontext dieser Arbeit Vorgänge bezeichnet, in welchen der Spannungsaufbau infolge eines Fehlerereignisses maßgeblich durch die Betriebsart des HGÜ-Systems sowie durch die Umrichtertechnologie beeinflusst wird.

2.2 HGÜ-Systemkonfigurationen

Zur HGÜ-Fernübertragung können verschiedene Systemkonfigurationen zum Einsatz kommen. Der Begriff *Systemkonfiguration* bezeichnet die Betriebsart des HGÜ-Systems. Die Prinzipschaltbilder der möglichen Systemkonfigurationen sind in Abbildung 2.1 gezeigt. Die Systemkonfigurationen sind weitestgehend unabhängig von der zugrunde liegenden Technologie der eingesetzten Umrichter und ergeben sich aus der DC-seitigen Schaltung der Umrichter sowie der installierten Er-

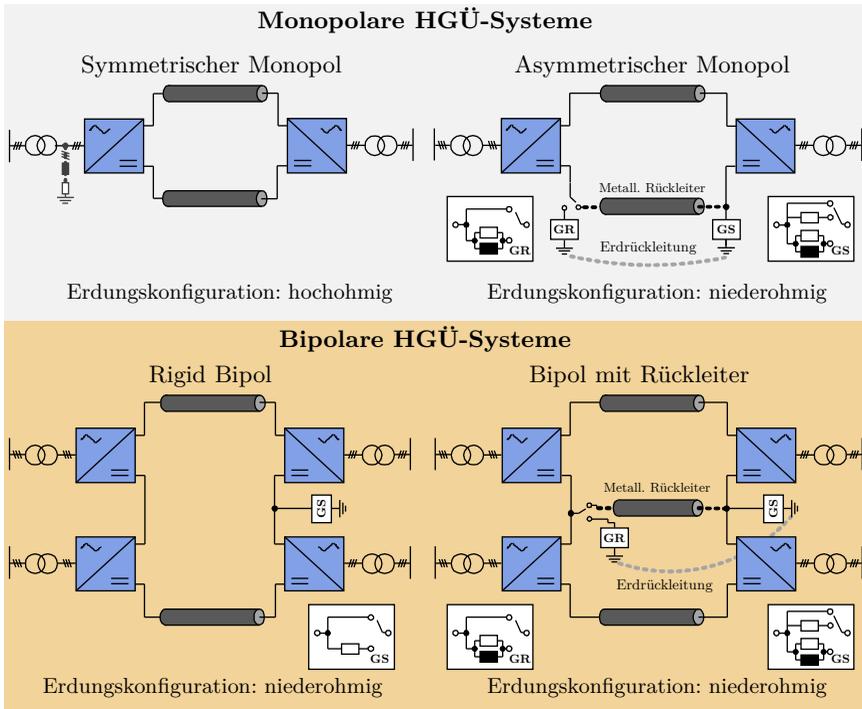


Abbildung 2.1: HGÜ-Systemkonfigurationen.

dungskonfiguration¹. Die Vor- und Nachteile der jeweiligen HGÜ-Systemkonfigurationen können [9, 87, 167] entnommen werden. Maßgeblich für die Festlegung der angewendeten Systemkonfiguration sind projektspezifische Anforderungen, wie unter anderem: (i) geforderte Übertragungsleistung, (ii) Errichtungs- und Verlustkosten, (iii) transientes Systemverhalten im Fehlerfall sowie Redundanz und (iv) regulatorische sowie geographische Randbedingungen. In monopolaren HGÜ-Systemen bestehen die Stationen aus je einem Umrichter. Je nach Erdungskonfiguration teilt sich die DC-seitige Leiter-Erde Spannung entweder symmetrisch oder asymmetrisch auf die beiden DC-Leitungen auf. In bipolaren HGÜ-Systemen besteht jede Station aus zwei in Reihe geschalteten Umrichtern. In Hinblick auf die Isolationsbemessung sowie auf die erforderliche Stromtragfähigkeit der Betriebsmittel ist die Erdungskonfiguration und die eingesetzte Technologie der

¹Die in Abbildung 2.1 gewählten Bezeichnungen *hochohmig* und *niederohmig* werden in Kapitel 5 präzisiert.

Umrichter von entscheidender Bedeutung. Da eine umfassende Analyse von potentiellen Erdungskonfiguration in Kapitel 5 erfolgt, wird an dieser Stelle auf weiterführende Erklärungen verzichtet. Sofern die projektspezifischen Gegebenheiten eine Stromrückleitung über das Erdreich zulassen, wird in den Konfigurationen asymmetrischer Monopol sowie Bipol mit Rückleiter an beiden Stationen eine Erdelektrode (GR, engl. *ground return*) eingesetzt. In solchen Fällen erscheint entweder eine starre Erdung oder eine Erdung durch eine *R-L*-Parallelschaltung zur Limitierung der Strombelastungen im Fehlerfall als denkbar. Falls weder eine dauerhafte noch eine kurzzeitige Stromführung über das Erdreich zulässig ist, kommt in den Systemkonfigurationen asymmetrischer Monopol und Bipol mit Rückleiter ein metallischer Rückleiter (DMR, engl. *dedicated metallic return*) zum Einsatz. In solchen Fällen ist die DC-seitige Erdung (GS, engl. *grounded station*) an nur einer Station in Betrieb. Wie die nachfolgenden Untersuchungen dieser Arbeit zeigen, ist vorstellbar, dass in solchen Fällen die Erdung entweder als starre Erdung oder, je nach Technologie der Umrichter, als Erdungskonzept mit zusätzlichen Widerständen ausgeführt wird. Sofern in bipolaren Systemen weder ein zusätzlicher metallischer Rückleiter installiert ist, noch eine Erdrückleitung zulässig ist, spricht man von einem Rigid Bipol. Aufgrund des fehlenden Rückleiters existiert im Rigid Bipol bei Ausfall eines DC-Leitungspols – analog zu monopolanen HGÜ-Systemen – keine Redundanz. Jedoch kann bei Ausfall oder Wartung eines Umrichters die Anordnung Rigid Bipol als asymmetrischer Monopol rekonfiguriert und mit reduzierter Übertragungsleistung betrieben werden. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der primäre Fokus auf den beiden Systemkonfigurationen symmetrischer Monopol (SMP) und Rigid Bipol (RBP), da diese in Hinblick auf zukünftige HGÜ-Projekte basierend auf der modularen Multileveltopologie und für Fernübertragungen mit Kabeln zunehmend an Relevanz gewinnen.

2.3 Selbstgeführte Umrichter für HGÜ-Anwendung

2.3.1 Modularer Multilevelumrichter

Seit der Einführung des modularen Stromrichterkonzepts durch [85, 95] hat sich diese Topologie für viele Anwendungen als Industriestandard etabliert. Umrichter dieser Topologie werden auch als modulare Mehrpunkt-Umrichter oder als modulare Multilevelumrichter (MMC engl. *Modular Multilevel Converter*) bezeichnet [131]. Im Kontext der HGÜ-Technik stellte die Inbetriebnahme des weltweit ersten HGÜ-Projekts basierend auf der MMC-Topologie *Trans Bay Cable* [152] im Jahr 2010 den Startpunkt für eine schnell anwachsende Projektanzahl dar. Inzwischen werden HGÜ-Umrichter basierend auf der MMC-Topologie für fortwährend ansteigende Übertragungsleistungen und Systemspannungen von verschiedenen internationalen Herstellern [23, 112, 113, 114, 115] kommerziell angeboten. Abbildung 2.2 zeigt das Prinzipschaltbild eines HGÜ-Umrichters basierend auf MMC-Technik.

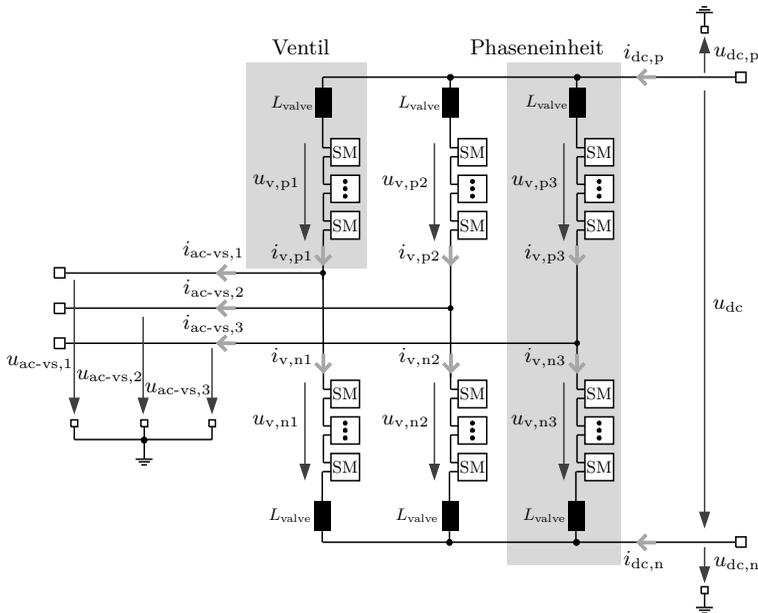


Abbildung 2.2: Topologie eines dreiphasigen MMCs.

Ein Umrichter ist aus drei identischen Phaseneinheiten aufgebaut, die jeweils aus zwei Ventilen² bestehen. Ein Ventil wird aus der Reihenschaltung vieler Submodule (SM) gebildet, die wiederum aus mehreren leistungselektronischen Schaltern und einem Kondensator bestehen. Jedes Submodul kann individuell angesteuert werden und kann als diskrete Spannungsquelle mit lokalem Energiespeicher aufgefasst werden. Für HGÜ-Anwendungen ergeben sich durch den Einsatz der MMC-Topologie folgende Vorteile:

- Der modulare Aufbau ermöglicht durch den Einsatz von einheitlichen Submodulkomponenten die Skalierbarkeit für einen großen Leistungsbereich.
- Bei genügend hoher Anzahl an Submodulen pro Ventil kann eine nahezu sinusförmige Wechselspannung und nahezu konstante Gleichspannung erzeugt werden. Dadurch ist die harmonische Verzerrung der Wechselspannung gering und es kann weitestgehend auf netzseitige Filter verzichtet werden.

²Die Bezeichnung *Ventil* stammt ursprünglich von netzgeführten Umrichtern. Entsprechend der Norm zur Terminologie von HGÜ-Systemen [194] ist dieser Begriff jedoch auch bei abschaltbaren Leistungshalbleitern zu verwenden.

- Deutlich geringer Platzbedarf der Umrichterstationen im Vergleich zu netzgeführten HGÜ-Verbindungen, da AC-seitige Filtereinrichtungen nahezu vollständig entfallen.
- Unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung netzseitig möglich.
- Anwendbar sowohl für den Back-to-Back-Betrieb als auch zur HGÜ-Fernübertragung mit Kabeln oder Freileitungen.
- Reduktion von AC-DC Interaktionen, da die lokalen Submodulkondensatoren als verteilte Energiespeicher fungieren.
- Möglichkeit der Schwarzstartfähigkeit sowie Bereitstellung von Kurzschlussströmen zur Stützung des angeschlossenen AC-Netzes im Fehlerfall.

Aufgrund des breiten Anwendungsbereiches der MMC-Topologie existieren in den Bereichen der Leistungselektronik und Regelungstechnik umfassende Fachbücher sowie eine Vielzahl an wissenschaftlichen Publikationen. Im weiteren Verlauf von Kapitel 2.3 werden daher lediglich die für diese Arbeit relevanten Grundlagen in Bezug auf die MMC-Topologie in gebotener Kürze erläutert.

2.3.2 Submodul-Topologien

Auf Submodul-Ebene stehen unterschiedliche Grundschaltungen zur Verfügung. Als Halbleiterschalter kommen bisher in der Regel IGBTs (engl. *Insulated Gate Bipolar Transistor*) zum Einsatz [4]. In Hinblick auf zukünftige Projekte mit höheren Übertragungsleistungen verfolgen einige Anlagenhersteller den Einsatz von BIGTs (engl. *Bi-Mode Insulated Gate Transistor*) [115]. Abbildung 2.3 (a) zeigt die nach heutigem Stand für HGÜ-Anwendungen standardmäßig eingesetzte Halbbrücke. Die Schaltzustände der Halbbrücke können Abbildung 2.4 entnommen werden.

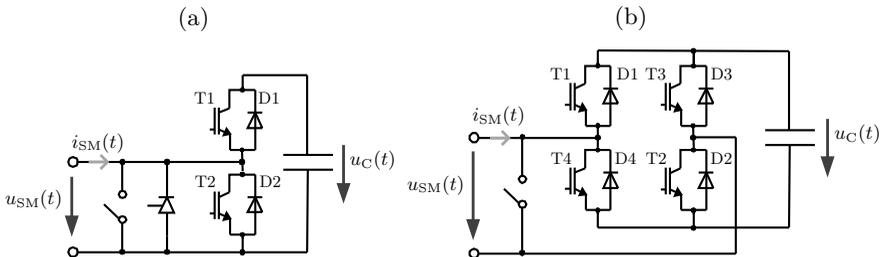


Abbildung 2.3: Submodul-Topologien für HGÜ-Anwendungen nach [23]: (a) Halbbrücke, (b) Vollbrücke.

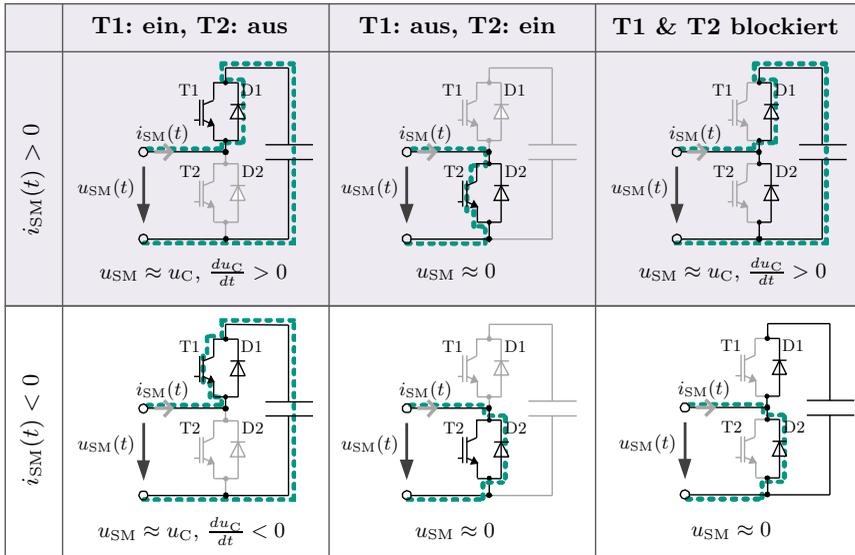


Abbildung 2.4: Schaltzustände einer Halbbrücke.

Im Normalbetrieb kann durch Ansteuerung der Halbleiterschalter T1 oder T2 entweder die Kondensatorspannung u_C an den Ausgang des Submoduls geschaltet oder dieses überbrückt werden. Im Fall von stationsinternen oder DC-seitigen Fehlerereignissen³ erfolgt ein Abschalten der IGBTs und eine Fehlerklärung durch die AC-seitigen Leistungsschalter. Nach Blockieren der IGBTs kommutiert der Ventilstrom entsprechend der Richtung des Stroms i_{SM} entweder auf die Dioden D1 oder D2. Bei positiver Richtung von i_{SM} wirkt die Kondensatorspannung u_C als Gegenspannung. Dieser Vorgang führt zu einer Aufladung des Submodulkondensators und kann, je nach Fehlerereignis sowie verfügbarer Gegenspannung, zu einem Abklingen des Ventilstroms führen. Bei negativer Richtung von i_{SM} kommutiert der Strom auf D2. In diesem Fall ist keine Gegenspannung wirksam. Um in solchen Fällen die Diode D2 vor Überströmen zu schützen, kommt bei HGÜ-Anwendungen in der Regel ein Bypass-Thyristor zum Einsatz [131]. Darüber hinaus verfügt jedes Submodul üblicherweise über einen mechanischen Bypass-Schalter, der bei unzulässig hohen Submodulspannungen die IGBTs schützt und das Submodul im äußersten Notfall überbrücken soll [28]. Bei der Verwendung von Vollbrücken-Submodulen entsprechend Abbildung 2.3 (b) besteht im Vergleich zur

³Dieses Themengebiet wird in Kapitel 5 umfassend behandelt und daher an dieser Stelle nicht weiter präzisiert.

Halbbrücke die zusätzliche Möglichkeit negative Ausgangsspannungen zu stellen. Durch diesen weiteren Freiheitsgrad ist eine Kurzschlussstromabschaltung durch die Leistungshalbleiter prinzipiell möglich. Dieser Vorteil fällt jedoch aufgrund nahezu verdoppelter Durchlassverluste der Vollbrücke im Vergleich zur Halbbrücke für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen merklich ins Gewicht [131]. Die Installation von Vollbrücken-Submodulen erscheint daher vor allem für Projekte mit einem signifikanten Anteil an Freileitungen als möglicherweise wirtschaftlich sinnvolle Maßnahme, um die Ausfallzeit des HGÜ-Systems zu reduzieren. Zur Vollständigkeit sei erwähnt, dass weitere Submodul-Schaltungen existieren, die auf eine Optimierung der Topologie abzielen. Diese können der Fachliteratur entnommen werden [131, 135] und sind nicht Gegenstand dieser Arbeit. Im weiteren Verlauf der Arbeit werden ausschließlich Halbbrücken-Submodule berücksichtigt, da diese zur HGÜ-Fernübertragung mit Kabelsystemen bisher ausnahmslos eingesetzt werden [232]. Untersuchungen zum transienten Systemverhalten bei Einsatz von Vollbrücken-Submodulen können unter anderem der eigenen Veröffentlichung *Power Systems Computing Conference* [220] sowie der Dissertation [151] entnommen werden.

2.3.3 Funktionsprinzip

Der modulare Aufbau des MMCs aus verteilten Energiespeichern ermöglicht es, mit den sechs Ventilen des Umrichters voneinander unabhängige Spannungen bereitzustellen. Dadurch stehen im Normalbetrieb prinzipiell sechs mögliche Freiheitsgrade zur Regelung des Umrichters zur Verfügung. Im folgenden wird ausgehend von Abbildung 2.2 eine Schaltungsanalyse durchgeführt, um das grundlegende Funktionsprinzip des MMCs aufzuzeigen. Die Analyse erfolgt zunächst unabhängig von der äußeren Beschaltung des MMCs, das heißt unabhängig von der HGÜ-Systemkonfiguration sowie von der Transformator-Schaltgruppe. Die nachfolgende Herleitung basiert auf [28, 83]. Gemäß Abbildung 2.2 können für eine beliebige Phase $y \in \{1, 2, 3\}$ die beiden Maschengleichungen entlang des positiven und des negativen Ventils der zugehörigen Phaseneinheit aufgestellt werden:

$$u_{ac-vs,y}(t) + u_{v,py}(t) + L_{valve} \cdot \frac{di_{v,py}(t)}{dt} + R_{valve} \cdot i_{v,py}(t) - u_{dc,p}(t) = 0, \quad (2.1)$$

$$u_{ac-vs,y}(t) - u_{v,ny}(t) - L_{valve} \cdot \frac{di_{v,ny}(t)}{dt} - R_{valve} \cdot i_{v,ny}(t) - u_{dc,n}(t) = 0. \quad (2.2)$$

Beide Maschen enthalten einen Ersatzwiderstand R_{valve} zur Berücksichtigung der kumulierten ohmschen Verluste der jeweiligen Ventildrossel sowie der leistungselektronischen Komponenten. Der Widerstand R_{valve} ist nicht in dem Prinzipschaltbild aus Abbildung 2.2 eingezeichnet. Entsprechend der Knotengleichung besteht der AC-Strom in Phase y aus der Differenz der jeweiligen Ventilströme:

$$i_{ac-vs,y}(t) = i_{v,py}(t) - i_{v,ny}(t). \quad (2.3)$$

Im Normalbetrieb ist die Annahme, dass eine hälftige Aufteilung des AC-Stroms $i_{ac-vs,y}$ auf beide Ventile der Phase y vorliegt, erfüllt [83]. Darüber hinaus teilt sich im stationären Betrieb der DC-Strom zu gleichen Teilen auf die drei Phaseneinheiten auf. Mit diesen Annahmen kann durch Umformen von Gleichung (2.3) der Strom in einer Phaseneinheit y eingeführt werden:

$$i_{phm,y}(t) = \frac{i_{v,py}(t) + i_{v,ny}(t)}{2}. \quad (2.4)$$

Im nächsten Schritt ist die Einführung von Summen- und Differenzkomponenten aus den beiden Ventilspannungen der jeweiligen Phaseneinheiten erforderlich:

$$u_{\Sigma,y}(t) = \frac{u_{v,py}(t) + u_{v,ny}(t)}{2}, \quad (2.5)$$

$$u_{\Delta,y}(t) = \frac{u_{v,py}(t) - u_{v,ny}(t)}{2}. \quad (2.6)$$

Durch die Rechenoperation [Gleichung (2.1) – Gleichung (2.2)]/2 und Umformung folgt⁴:

$$u_{\Sigma,y} = -R_{valve} \cdot i_{phm,y} - L_{valve} \cdot \frac{di_{phm,y}}{dt} + \frac{u_{dc,p} - u_{dc,n}}{2}. \quad (2.7)$$

Nach Gleichung (2.7) kann durch die Summenkomponente der Ventilspannungen $u_{\Sigma,y}$ die DC-seitige Leiter-Leiter-Spannung $u_{dc} = u_{dc,p} - u_{dc,n}$ beeinflusst werden. Mit analogem Vorgehen folgt aus der Rechenoperation [Gleichung (2.1) + Gleichung (2.2)]/2:

$$u_{\Delta,y} = -\frac{R_{valve}}{2} \cdot i_{ac-vs,y} - \frac{L_{valve}}{2} \cdot \frac{di_{ac-vs,y}}{dt} - u_{ac-vs,y} + \frac{u_{dc,p} + u_{dc,n}}{2}. \quad (2.8)$$

Folglich kann durch die Differenzkomponente der Ventilspannungen $u_{\Delta,y}$ der AC-Strom $i_{ac-vs,y}$ beeinflusst werden. Entsprechend des dreiphasigen Aufbaus stehen mit den Gleichungen (2.7)-(2.8) sechs Gleichungen zur Verfügung. Für weitere Betrachtungen ist es vorteilhaft, diese mittels geeigneter Transformationen in entkoppelte Teilsysteme zu zerlegen. Eine üblicherweise genutzte Transformation stellt die *Clarke-Transformation* dar. Diese überführt durch die Vorschrift $\mathbf{T}^{123 \rightarrow \alpha\beta 0}$ ein dreiphasiges System $y \in \{1, 2, 3\}$ in ein zweiachsiges Koordinatensystem mit den Achsen α, β sowie in eine Nullkomponente [132]. Die Anwendung der Clarke-Transformation auf eine dreiphasige Größe x liefert:

$$\begin{bmatrix} x_{\alpha} \\ x_{\beta} \\ x_0 \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{123 \rightarrow \alpha\beta 0} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}. \quad (2.9)$$

⁴Aus Übersichtsgründen werden bei den nachfolgenden Umformungen zeitabhängige Größen nur noch durch einen Kleinbuchstaben gekennzeichnet.

Bei Anwendung der Transformationsvorschrift gemäß Gleichung (2.9) auf das dreiphasige Gleichungssystem der Summenkomponenten in Gleichung (2.7) folgt:

$$\begin{bmatrix} u_{\Sigma,\alpha} \\ u_{\Sigma,\beta} \\ u_{\Sigma,0} \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{123 \rightarrow \alpha\beta 0} \begin{bmatrix} -R_{\text{valve}} \cdot i_{\text{phm},1} - L_{\text{valve}} \cdot \frac{di_{\text{phm},1}}{dt} + \frac{u_{\text{dc}}}{2} \\ -R_{\text{valve}} \cdot i_{\text{phm},2} - L_{\text{valve}} \cdot \frac{di_{\text{phm},2}}{dt} + \frac{u_{\text{dc}}}{2} \\ -R_{\text{valve}} \cdot i_{\text{phm},3} - L_{\text{valve}} \cdot \frac{di_{\text{phm},3}}{dt} + \frac{u_{\text{dc}}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$= \begin{bmatrix} -R_{\text{valve}} \cdot i_{\text{phm},\alpha} - L_{\text{valve}} \cdot \frac{di_{\text{phm},\alpha}}{dt} \\ -R_{\text{valve}} \cdot i_{\text{phm},\beta} - L_{\text{valve}} \cdot \frac{di_{\text{phm},\beta}}{dt} \\ -R_{\text{valve}} \cdot i_{\text{phm},0} - L_{\text{valve}} \cdot \frac{di_{\text{phm},0}}{dt} + \frac{u_{\text{dc}}}{2} \end{bmatrix}. \quad (2.11)$$

Analog liefert die Anwendung der Clarke-Transformation auf die Differenzkomponenten der Ventilspannungen in Gleichung (2.8):

$$\begin{bmatrix} u_{\Delta,\alpha} \\ u_{\Delta,\beta} \\ u_{\Delta,0} \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{123 \rightarrow \alpha\beta 0} \begin{bmatrix} -\frac{R_{\text{valve}}}{2} i_{\text{ac-vs},1} - \frac{L_{\text{valve}}}{2} \frac{di_{\text{ac-vs},1}}{dt} - u_{\text{ac-vs},1} + \frac{u_{\text{dc,p}} + u_{\text{dc,n}}}{2} \\ -\frac{R_{\text{valve}}}{2} i_{\text{ac-vs},2} - \frac{L_{\text{valve}}}{2} \frac{di_{\text{ac-vs},2}}{dt} - u_{\text{ac-vs},2} + \frac{u_{\text{dc,p}} + u_{\text{dc,n}}}{2} \\ -\frac{R_{\text{valve}}}{2} i_{\text{ac-vs},3} - \frac{L_{\text{valve}}}{2} \frac{di_{\text{ac-vs},3}}{dt} - u_{\text{ac-vs},3} + \frac{u_{\text{dc,p}} + u_{\text{dc,n}}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$= \begin{bmatrix} -\frac{R_{\text{valve}}}{2} \cdot i_{\text{ac-vs},\alpha} - \frac{L_{\text{valve}}}{2} \cdot \frac{di_{\text{ac-vs},\alpha}}{dt} - u_{\text{ac-vs},\alpha} \\ -\frac{R_{\text{valve}}}{2} \cdot i_{\text{ac-vs},\beta} - \frac{L_{\text{valve}}}{2} \cdot \frac{di_{\text{ac-vs},\beta}}{dt} - u_{\text{ac-vs},\beta} \\ -\frac{R_{\text{valve}}}{2} \cdot i_{\text{ac-vs},0} - \frac{L_{\text{valve}}}{2} \cdot \frac{di_{\text{ac-vs},0}}{dt} - u_{\text{ac-vs},0} + \frac{u_{\text{dc,p}} + u_{\text{dc,n}}}{2} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Die transformierten Summen- und Differenzkomponenten der Ventilspannungen in den Gleichungen (2.11) und (2.13) sind in Abbildung 2.5 veranschaulicht und stellen den Ausgangspunkt für entkoppelte Regelverfahren des MMCs dar. Die Beschaltung der eingezeichneten Anschlüsse auf AC- und DC-Seite ist abhängig von der Schaltgruppe der eingesetzten Transformatoren sowie von der HGÜ-Systemkonfiguration. Mit den Spannungen $u_{\Delta,\alpha}$ und $u_{\Delta,\beta}$ können die ventilseitigen AC-Ströme eingestellt werden. Die bei HGÜ-Anwendungen eingesetzten Transformator-Schaltgruppen beziehungsweise deren Sternpunktbehandlung führen zu einer hochohmigen Anbindung des Nullsystems auf der Ventilseite⁵. Aufgrund dessen kann sich auf der Ventilseite keine Nullkomponente des AC-Stroms ausprägen ($i_{\text{ac-vs},0} = 0$). In bipolaren HGÜ-Systemen sowie in der Systemkonfiguration asymmetrischer Monopol teilen sich die DC-seitigen Ausgangsspannungen des MMCs $u_{\text{dc,p}}$ und $u_{\text{dc,n}}$ nicht symmetrisch auf. Daher liegt in solchen Systemen eine Gleichspannungskomponente auf der Ventilseite vor. Durch die Summenkomponenten $u_{\Sigma,\alpha}$ und $u_{\Sigma,\beta}$ können gezielt MMC interne Ströme eingepreßt werden. Diese Kreisströme können zur Symmetrierung der Energien zwischen den positiven und negativen Ventilen (vertikale Symmetrierung) sowie zwischen den Phaseinheiten (horizontale Symmetrierung) eingesetzt werden. Mit der Nullkomponente $u_{\Sigma,0}$ kann ein DC-Strom eingestellt werden.

⁵Dieses Themengebiet wird in Kapitel 3.3.4 präzisiert.

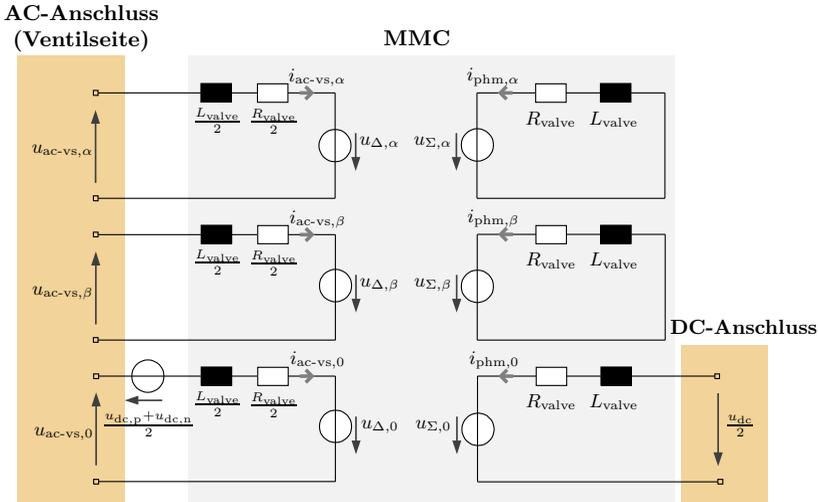


Abbildung 2.5: Entkoppelte Ersatzschaltungen des MMCs, eigene Darstellung in Anlehnung an [28, 83].

2.3.4 Regelsystem

Die grundlegende Struktur eines HGÜ-Regelsystems besteht üblicherweise herstellerübergreifend aus einem hierarchischen Aufbau und ist hinlänglich in Fachliteratur sowie in technischen Empfehlungen von Anlagenherstellern und Betreibern publiziert [135, 160, 171, 180, 194]. Wie der projektbezogene Beitrag von [21] darlegt, können je nach Projektanforderungen eine Vielzahl von unterschiedlichen Regelfunktionen des HGÜ-Systems, wie beispielsweise die Nachbildung einer AC-Leitung oder zusätzliche Funktionen, beispielsweise zur Dämpfung von Leistungspendelungen, zwischen Anlagenlieferant und Betreiber vereinbart werden [21, 125]. Während zwar der grundlegende Aufbau der hierarchischen Regelstruktur von HGÜ-Systemen basierend auf der MMC-Topologie weitestgehend einsehbar ist, unterliegt bei den Anlagenherstellern der Aufbau des inneren Regelsystems üblicherweise einem patentrechtlichen Schutz. Dementsprechend können aus universitärer Perspektive kaum belastbare Aussagen zur Vergleichbarkeit zwischen den von Anlagenherstellern eingesetzten inneren Regelkreisen und den seitens der Wissenschaft publizierten Regelsystemen getätigt werden. Abbildung 2.6 zeigt die hierarchische Struktur des in dieser Arbeit zugrunde liegenden HGÜ-Regelsystems. Für die im weiteren Verlauf dieser Arbeit erfolgende Analyse von inneren Überspannungen stellt die Berücksichtigung eines möglichst adäquaten Regelsystems eine Grundvoraussetzung dar. Jedoch sei bereits an dieser Stelle vor-

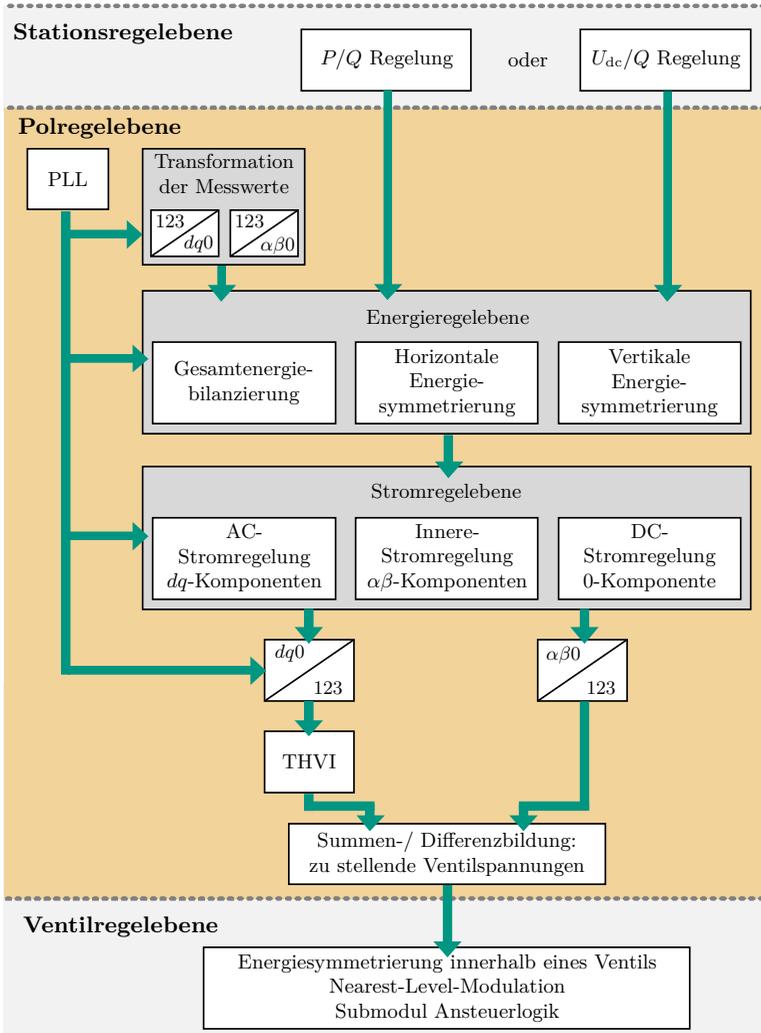


Abbildung 2.6: Hierarchische Struktur des implementierten HGÜ-Regelsystems, mit der englischen Abkürzung *third harmonic voltage injection* (THVI).

weggenommen, dass der Einfluss des HGÜ-Regelsystems und deren Auslegung auf die im Fehlerfall an der HGÜ-Kabelstrecke auftretenden Spannungs- und Strombelastungen für MMC-Systeme basierend auf der Halbbrücken-Topologie nur eine geringe Bedeutung einnimmt⁶. Daher erfolgt an dieser Stelle lediglich eine Vorstellung der wesentlichen Funktionen mit entsprechenden Verweisen auf vertiefende Literatur. Das implementierte HGÜ-Regelsystem besteht auf oberster Ebene aus einer Stationsregelebene. Diese beinhaltet entsprechend dem Regelmodus der Station entweder eine überlagerte Wirk- und Blindleistungsregelung oder eine DC-Spannungs- und Blindleistungsregelung. In der Systemkonfiguration RBP erfolgt eine hälftige Aufteilung der Sollwerte von Wirk- und Blindleistung auf beide Umrichter einer Station. Die unterlagerte DC-Polregelebene ist für jeden Umrichter einer Station getrennt ausgeführt und beinhaltet im Wesentlichen eine Energieregelebene und eine Stromregelebene. In dieser Arbeit kommt eine Kaskadenregelung bestehend aus Proportional- und Proportional-Integral-Reglern basierend auf dem Grundkonzept von [151] zum Einsatz. Eine umfassende Analyse und Auslegung der Energie- und Stromregelebenen für die bei HGÜ-Anwendungen maßgeblich relevanten Anforderungen können der Dissertation [151] entnommen werden. Die Energieregelebene beinhaltet die Gesamtenergiebilanzierung des Umrichters sowie die horizontale und vertikale Energiesymmetrierung. Die inneren Regelkreise bestehen aus den Stromreglern der AC-Seite, den Stromreglern der MMC-internen Ströme und dem Stromregler der DC-Seite. Zur Netzsynchroisation der AC-seitigen Regelkreise wird eine Phasenregelschleife (PLL, engl. *phase-locked loop*) eingesetzt [40]. Auf die Stellgrößen der AC-seitigen Stromregelung wird die Injektion der dritten Spannungsharmonischen (THVI, engl. *third harmonic voltage injection*) angewendet, um eine unter wirtschaftlichen Aspekten optimierte Systemauslegung zu erzielen⁷. Die Anwendung von THVI stellt für HGÜ-Anwendungen ein etabliertes Verfahren zur Systemoptimierung dar und kann [51, 89] entnommen werden. Die Polregelebene liefert als Stellgrößen die sechs Ventilspannungen des Umrichters. Auf Ventilregelebene erfolgt die Energiesymmetrierung zwischen den Submodulen eines Ventils. Diese Energiesymmetrierung zielt darauf ab, die Ladezustände der Kondensatoren aller Submodule eines Ventils in einem zulässigen Spannungsband zu halten und gleichzeitig die mittlere Schaltfrequenz der IGBTs eines Submoduls zu minimieren [57]. Diese Arbeit berücksichtigt ein Ansteuerverfahren auf Basis der *Nearest-Level-Modulation* (NLM) aus [49]. Das NLM-Verfahren zählt zu den algorithmenbasierten Ansteuerverfahren, die für HGÜ-Anwendungen vorzugsweise zum Einsatz kommen [135].

⁶Diese Aussage wird in Kapitel 5 präzisiert.

⁷Die Injektion einer gleichphasigen Spannungsharmonischen mit dreifacher Frequenz entspricht einer Nullkomponente. Durch THVI kann der Ausnutzungsgrad der Spannung erhöht werden. Weitere Informationen können Anhang A entnommen werden.

2.3.5 Schutztechnik

Die Schutzkoordination einer HGÜ-Station wird in der Regel in der Auslegungsphase zwischen Anlagenlieferant und zuständigem Netzbetreiber abgestimmt, so dass die vorherrschenden Netzanschlussregeln sowie die projektspezifischen Anforderungen erfüllt werden können [174, 206]. Die Schutzsysteme einer Station sind funktionsredundant aufgebaut und bestehen aus einem Hauptschutz und einem Reserveschutz. Üblicherweise ist eine Station in diverse Schutzzonen unterteilt, um sämtliche Betriebsmittel der Station zu überwachen [135]. Darüber hinaus sollte aus Gründen der Redundanz jedes Fehlerereignis innerhalb einer Station durch zwei unabhängige Schutzsysteme detektiert werden können. Folgende elementare Schutzfunktionen stellen für HGÜ-Zweipunkt-Übertragungssysteme den Stand der Technik dar und werden typischerweise eingesetzt [135]:

- AC-Sammelschienenschutz
- DC-Unter-/Überspannungsschutz
- DC-Spannungsasymmetrie
- Ventil- und Submodulschutz
- Transformatorschutz
- Ausfallschutz der AC-Leistungsschalter.

Der Aufbau der genannten Schutzfunktionen sowie die technischen Daten und Limitierungen der zur Zeit kommerziell eingesetzten Messwandler und Spannungsteiler können den umfassenden technischen Broschüren [175, 179] entnommen werden. In MMC-Systemen basierend auf der Halbbrücken-Topologie erfordert ein Großteil der Fehlerereignisse eine Fehlerklärung durch die vorgelagerten AC-Leistungsschalter. Daher erfolgt in solchen Systemen nach der Detektion eines Fehlerereignisses ein temporärer oder permanenter⁸ Umrichterblock⁹ gefolgt von einem Auslösen der AC-Leistungsschalter. In Hinblick auf Multiterminal-Systeme oder gar DC-Netze, die in der wissenschaftlichen Forschungswelt ausgiebig untersucht werden, ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Schutzkoordination, um bei DC-seitigen Fehlern eine Selektivität sowie eine möglichst geringe Fehlerklärungszeit durch etwaige DC-Leistungsschalter zu ermöglichen [10, 86, 179]. Die letztgenannten Themenstellungen sind jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit, da sich diese ausschließlich auf HGÜ-Zweipunkt-Übertragungssysteme fokussiert. Die

⁸Bei der Fernübertragung mit Kabeln liegt bei DC-seitigen Fehlern in der Regel eine dauerhafte Schädigung der Isolation vor. Daher erfolgt in solchen Systemen üblicherweise ein permanenter Umrichterblock.

⁹Das Blockieren aller IGBTs eines Umrichters wird als Umrichterblock bezeichnet.

im weiteren Verlauf der Arbeit zur Analyse von inneren Überspannungen berücksichtigten Auslöse- und Blockierkriterien der implementierten Schutzsysteme sind in Anhang A aufgelistet und werden in Kapitel 5 weiter diskutiert.

2.4 Überblick zu HGÜ-Kabeltechnologien

Dieses Kapitel soll eine kurze Übersicht über kommerziell verfügbare Kabeltechnologien für HGÜ-Anwendungen geben. Weiterführende technische Informationen zum grundlegenden Aufbau der genannten Kabeltechnologien können den Fachbüchern [103, 153] entnommen werden. Für Anwendungen als See- oder Landkabelsysteme existieren im Wesentlichen die folgenden drei HGÜ-Kabeltechnologien [103, 136, 166]:

■ Kabel mit massegetränkter Isolierung:

Bei Kabeln mit massegetränkter Papierisolierung (MIND, engl. *mass-impregnated non-draining cables*) besteht die Hauptisolation aus gewickelten Papierstreifen imprägniert mit einem Gemisch aus Mineralöl und Harzen [66]. Die Übertragungsleistung ist bei Kabeln mit massegetränkter Papierisolierung limitiert durch die vergleichsweise geringe, maximal zulässige Leitertemperatur, die im Normalbetrieb üblicherweise im Bereich von circa 55°C liegt [103]. Eine Weiterentwicklung der MI-Technologie stellen Kabel mit polypropylenbeschichtetem Papier (PPL oder MI-PPL, engl. *polypropylene paper laminate*) dar [233]. Diese sind für höhere Leitertemperaturen ausgelegt und ermöglichen höhere Übertragungsleistungen. Gegenwärtig sind MI-Kabel bei Betriebsspannungen bis $\pm 600\text{ kV}$ im Einsatz [76]. Für HGÜ-Anwendungen stellen MI-Kabel eine etablierte Technologie dar, die vorzugsweise in Kombination mit netzgeführten Umrichtern zum Einsatz kommt.

■ Ölkabel:

Im Unterschied zu Kabeln mit MIND Isolierung besteht bei Ölkabeln (OF, engl. *oil-filled cables*) die Hauptisolierung aus Papier imprägniert mit dünnflüssigem Öl [153]. Der Aufbau dieser Kabel muss während des Betriebs einen kontinuierlichen Öldurchfluss in longitudinale Richtung ermöglichen. Insbesondere in Hinblick auf Umweltaspekte erscheinen Ölkabel in einem Großteil der Länder als nicht mehr genehmigungsfähig.

■ Kabel mit extrudierter Isolierung:

Kabel mit extrudierter Isolierung erfuhren vor allem durch den Einzug von selbstgeführten Umrichtern bedeutende Entwicklungen, da diese Umrichter-topologie im Vergleich zur LCC-Technik keinen Wechsel der Spannungspolarität bei Richtungsumkehr des Energieflusses erfordert. Die Notwendigkeit bei LCC-Technik einen Wechsel der Spannungspolarität standzuhalten,

stellte für Kabel mit extrudierter Isolierung aufgrund eines noch nicht ausreichenden Entwicklungsstandes der Materialauslegung in Bezug auf Raumladungen lange Zeit eine kritische Anforderung dar [31]. Zu der Gruppe der extrudierten Isolierungen zählt man im Wesentlichen folgende vier polymere Verbindungen [197]: (*i*) thermoplastisches Polyethylen niedriger Dichte (LDPE), (*ii*) thermoplastisches Polyethylen hoher Dichte (HDPE), (*iii*) vernetztes Polyethylen (VPE) und (*iv*) Ethylen-Propylen-Elastomere (EPR). Die jeweilige Isoliermischung kann entweder in reiner Form eingesetzt oder mit Additiven zur gezielten Steuerung von thermischen oder elektrischen Eigenschaften gefüllt werden [31, 59]. Eine umfassendere Vorstellung der Materialeigenschaften von Kabeln mit extrudierter Isolierung kann der umfassenden Literatur zu dieser Thematik [35, 59, 103, 136] sowie Kapitel 6 entnommen werden. Bei Kabeln mit extrudierter Isolierung kann die höchste zulässige Leitertemperatur – je nach eingesetzter Isoliermischung – im Bereich von 70° C – 90° C während des Normalbetriebs liegen [197].

Für HGÜ-Anwendungen stellten bislang MI-Kabel die am häufigsten eingesetzte Technologie dar. Inzwischen ist die kumulierte Länge aller weltweit installierten HGÜ-Kabelsysteme mit extrudierter Isolierung jedoch nahezu gleichauf mit der installierten Gesamtlänge an MI-Kabeln [232]. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit liegt der Fokus ausschließlich auf Kabeln mit extrudierter Isolierung, da diese in HGÜ-Verbindungen basierend auf selbstgeführten Umrichtern vornehmlich zum Einsatz kommen. Zur Vollständigkeit sei an dieser Stelle jedoch erwähnt, dass die im Rahmen dieser Arbeit im Vordergrund stehenden EMT-Ausgleichsvorgänge auch ebenso in MI-Kabelsystemen auftreten können. In diesen Systemen ist im Vergleich zu Kabeln mit extrudierter Isolierung jedoch eine höhere Dämpfung bei transienten Vorgängen zu erwarten [159, 166].

Kabel mit extrudierter Isolierung sind für Betriebsspannungen von ± 320 kV seit dem Jahr 2013 in HGÜ-Verbindungen im Einsatz [76]. Seit der Inbetriebnahme des HGÜ-Interkonnektors *Nemo Link* Anfang des Jahres 2019 liegt die höchste Nennspannung eines installierten Kabelsystems mit extrudierter Isolierung bei ± 400 kV [70]. In Hinblick auf die Spannungsebene ± 525 kV erprobten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer erweiterten Präqualifikationsprüfung [15] mehrere Kabelsysteme von unterschiedlichen Herstellern, um die Tauglichkeit dieser Technologie für den Einsatz in den geplanten innerdeutschen HGÜ-Korridoren zu bewerten. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden für die Transientenanalysen sowohl die Spannungsebene ± 320 kV als auch die Spannungsebene ± 525 kV zugrunde gelegt. Für HGÜ-Kabel mit extrudierter Isolierung sind die aktuell angewendeten Prüfverfahren in der Prüfpfhlung von CIGRE *Technical Brochure 496* [164] sowie in der kürzlich erschienenen internationalen Norm *IEC 62895* [197] dargelegt. Diese Prüfverfahren werden im weiteren Verlauf der Arbeit in den Kapiteln 4 - 5 vorgestellt und ausgiebig diskutiert.

Kapitel 3

EMT-Modellbildung und Parameteridentifikation

“The determination or estimation of transient parameters is probably the most difficult and time-consuming task of many transient studies.“

— Juan A. Martinez-Velasco

Dieses Kapitel stellt die erforderliche Modellierungsgüte der relevanten HGÜ-Betriebsmittel zur Analyse von unterschiedlichen EMT-Ausgleichsvorgängen vor. Abbildung 3.1 zeigt eine Übersicht der bereits in Kapitel 2.1 eingeführten Spannungskategorien und nennt deren zugehörige Frequenzbereiche. Zusätzlich beinhaltet Abbildung 3.1 eine erweiterte eigene Einteilung von möglichen Ursachen mit einem Fokus auf Spannungsbeanspruchungen in HGÜ-Kabelsystemen bei Verwendung der MMC-Topologie. Die genutzte Nomenklatur der erweiterten Einteilung wird im weiteren Verlauf dieses Kapitels sowie in Kapitel 5.2 präzisiert. Eine adäquate Darstellung der Betriebsmittel sowie eine Identifikation der relevanten Systemparameter ist maßgeblich abhängig von dem Frequenzbereich des zu untersuchenden Vorgangs. Dementsprechend ist für Untersuchungen zu Ausgleichsvorgängen infolge von Blitzereignissen eine gänzlich andere Modellierungstiefe der Systemkomponenten als beispielsweise zur Nachbildung von Leitungskurzschlüssen erforderlich. Dieses Kapitel gibt zunächst einen allgemeinen Überblick zur Leitungsmodellierung. Darauf aufbauend wird die Modellbildung der relevanten Komponenten zur Analyse von äußeren Überspannungen vorgestellt. Anschließend liegt der Fokus auf der Systemmodellierung, die zur Analyse von inneren Überspannungen erforderlich ist.

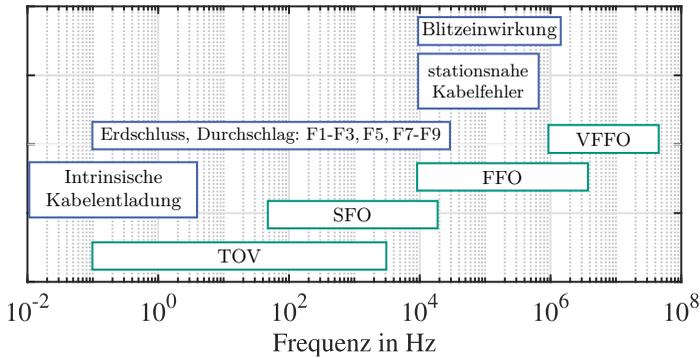


Abbildung 3.1: Spannungskategorien in HGÜ-Systemen und ihre zugehörigen Frequenzbereiche. Legende: *grüne Umrandung:* Einteilung nach *DIN EN 60071-5* [187], *blaue Umrandung:* erweiterte eigene Einteilung mit einem Fokus auf Spannungsbeanspruchungen in HGÜ-Kabelsystemen bei Verwendung der MMC-Topologie. Die Fehlerereignisse F1 - F9 werden in Kapitel 5.2 in Tabelle 5.1 eingeführt.

3.1 Modellbildung von Leitungen

Das Unterkapitel 3.1 zielt darauf ab, einen grundlegenden Überblick über verfügbare Leitungsmodelle für die Analyse von EMT-Ausgleichsvorgängen zu geben. Weiterführende Information kann der Fachliteratur [98, 149] entnommen werden. Zuerst erfolgt eine mathematische Beschreibung einer elektrisch langen Leitung. Auf dieser Grundlage werden anschließend Leitungsmodelle, welche in EMT-Softwaretools zum Einsatz kommen, vorgestellt.

3.1.1 Grundlagen der Leitungstheorie

Zunächst wird eine homogene elektrisch lange Leiteranordnungen gemäß Abbildung 3.2 (a) betrachtet. Die nachfolgende Herleitung der Leitungsgleichungen basiert in Teilen auf [50, 132, 149]. Ein elektrisch kurzes Segment der Leitung kann mit konzentrierten Elementen zur Nachbildung der Leitungsbeläge beschrieben werden. Ein Leitungssegment der Länge Δx besteht aus: (i) dem Widerstandsbelag R' , (ii) dem Induktivitätsbelag L' , (iii) dem Kapazitätsbelag C' und (iv) dem Ableitungsbelag G' . Auf die Ersatzschaltung des Leitungssegments mit der Länge

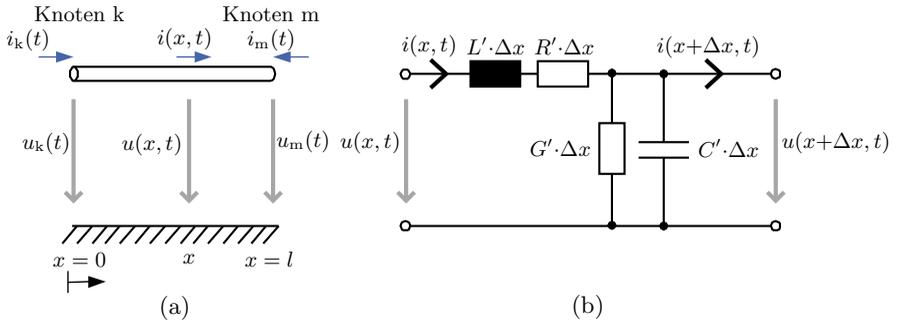


Abbildung 3.2: Elektrisch lange Leiteranordnung: (a) Definition der Eingangs- und Ausgangsgrößen, (b) Leitungsabschnitt der Länge Δx .

Δx aus Abbildung 3.2 (b) kann die Maschenregel:

$$u(x+\Delta x, t) - u(x, t) = -R' \cdot \Delta x \cdot i(x, t) - L' \cdot \Delta x \cdot \frac{di(x, t)}{dt} \quad (3.1)$$

und die Knotenregel:

$$i(x+\Delta x, t) - i(x, t) = -G' \cdot \Delta x \cdot u(x+\Delta x, t) - C' \cdot \Delta x \cdot \frac{du(x+\Delta x, t)}{dt}. \quad (3.2)$$

angewendet werden. Division durch Δx und Grenzwertbildung $\Delta x \rightarrow 0$ liefern:

$$\frac{\partial u(x, t)}{\partial x} = -R' \cdot i(x, t) - L' \cdot \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (3.3)$$

$$\frac{\partial i(x, t)}{\partial x} = -G' \cdot u(x, t) - C' \cdot \frac{\partial u(x, t)}{\partial t}. \quad (3.4)$$

Durch Differenzieren der Gleichungen (3.3) und (3.4) nach wahlweise x oder t und anschließendem ineinander Einsetzen folgen schließlich die Leitungsgleichungen:

$$\frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial x^2} = L' C' \cdot \frac{\partial^2 u(x, t)}{\partial t^2} + (R' C' + L' G') \cdot \frac{\partial u(x, t)}{\partial t} + R' G' \cdot u(x, t) \quad (3.5)$$

$$\frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial x^2} = L' C' \cdot \frac{\partial^2 i(x, t)}{\partial t^2} + (R' C' + L' G') \cdot \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} + R' G' \cdot i(x, t). \quad (3.6)$$

Bekanntermaßen sind somit Spannung und Strom entlang einer elektrisch langen Leitung orts- und zeitabhängig. Um einen Lösungsansatz der Leitungsgleichungen unter Berücksichtigung der Randbedingungen ermitteln zu können, erfolgt auch bei transienten Vorgängen zunächst eine Transformation der Leitungsgleichungen

in den Frequenzbereich. Die Anwendung der Fourier-Transformation auf ein zeit- und ortsabhängiges Signal $u(x, t)$ liefert im Frequenzbereich ein entsprechend orts- und frequenzabhängiges Signal $U(x, \omega)$ [105]. Hierbei kann $\omega = 2\pi f$ als Kreisfrequenz aufgefasst werden. Zusätzlich sei erwähnt, dass für die funktionale Beziehung im Zeitbereich $\frac{d^n f(t)}{dt^n}$ die Fouriertransformierte $(j\omega)^n \cdot F(\omega)$ gilt. Durch Anwendung der Fouriertransformation auf die Gleichungen (3.5)-(3.6) können die Leitungsgleichungen in den Frequenzbereich¹ überführt werden:

$$\begin{aligned} \frac{d^2 U(x, \omega)}{dx^2} &= \left(R' + j\omega L' \right) \left(G' + j\omega C' \right) U(x, \omega) \\ &= \gamma(\omega)^2 \cdot U(x, \omega) \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\frac{d^2 I(x, \omega)}{dx^2} = \gamma(\omega)^2 \cdot I(x, \omega). \quad (3.8)$$

Hierbei ist $\gamma(\omega) = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')}$ = $\alpha(\omega) + j\beta(\omega)$ die komplexe, frequenzabhängige Übertragungskonstante bestehend aus dem Dämpfungsbelag $\alpha(\omega)$ und dem Phasenbelag $\beta(\omega)$. Für die Differentialgleichungen (3.7)-(3.8) kann der Exponentialansatz nach *d'Alembert* angesetzt werden [132]:

$$U(x, \omega) = U_f(\omega)e^{-\gamma(\omega) \cdot x} + U_b(\omega)e^{+\gamma(\omega) \cdot x}. \quad (3.9)$$

Demnach besteht an jeder Stelle x entlang der Leitung die Spannung aus der Überlagerung einer vor- und rücklaufenden Spannungswelle. Für den Strom $I(x, \omega)$ gilt entsprechend:

$$I(x, \omega) = I_f(\omega)e^{-\gamma(\omega) \cdot x} + I_b(\omega)e^{+\gamma(\omega) \cdot x}. \quad (3.10)$$

Die vor- (Subskript f, engl. *forward*) und rücklaufenden (Subskript b, engl. *backward*) Spannungs- beziehungsweise Stromwellen können aus den Randbedingungen – den bekannten Spannungen und Strömen an den Leitungsenden – ermittelt werden. Zunächst werden die Stromwellen aus Gleichung (3.10) eliminiert. Differenzieren von Gleichung (3.9) nach x und gleichsetzen mit dem Längsspannungsfall entlang eines infinitesimalen Segments dx der Leitung, beziehungsweise gleichsetzen mit der Fouriertransformierten von Gleichung (3.3), liefert:

$$\begin{aligned} \frac{dU(x, \omega)}{dx} &= -\gamma(\omega) \cdot U_f(\omega)e^{-\gamma(\omega) \cdot x} + \gamma(\omega) \cdot U_b(\omega)e^{+\gamma(\omega) \cdot x} \\ &= \left(-R' - j\omega L' \right) \cdot I(x, \omega). \end{aligned} \quad (3.11)$$

Durch Umformen von Gleichung (3.11) kann der Strom $I(x, \omega)$ angegeben werden:

$$I(x, \omega) = \frac{\gamma(\omega)}{(R' + j\omega L')} \left[U_f(\omega)e^{-\gamma(\omega) \cdot x} - U_b(\omega)e^{+\gamma(\omega) \cdot x} \right] \quad (3.12)$$

¹Man beachte, dass die Gleichungen (3.7)-(3.8) nicht nur für den in deutschsprachiger Literatur häufig zugrunde gelegten Spezialfall von sinusförmigen Signalen gültig sind.

Hierbei entspricht der Term $\frac{\gamma(\omega)}{(R'+j\omega L')} = Y_c(\omega)$ dem reziproken Wert des Wellenwiderstandes $Z_c(\omega)$ der Leitung. Demnach kann der Strom an einer beliebigen Position x entlang der Leitung durch die Differenz der vor- und rücklaufenden Spannungswelle beschrieben werden. Die Berücksichtigung der Randbedingungen bei $x = 0$ am Knoten k liefert für die Spannung:

$$U_k(\omega) = U_f(\omega) + U_b(\omega), \quad (3.13)$$

und für den Strom:

$$I_k(\omega) = Y_c(\omega) \cdot [U_f(\omega) - U_b(\omega)]. \quad (3.14)$$

Ferner gilt bei $x = l$ am Knoten m für die Spannung $U_m(\omega)$:

$$U_m(\omega) = U_f(\omega)e^{-\gamma(\omega) \cdot l} + U_b(\omega)e^{+\gamma(\omega) \cdot l}, \quad (3.15)$$

und für den Strom²:

$$-I_m(\omega) = Y_c(\omega) \cdot [U_f(\omega)e^{-\gamma(\omega) \cdot l} - U_b(\omega)e^{+\gamma(\omega) \cdot l}]. \quad (3.16)$$

Durch Umformen von Gleichung (3.13) und Einsetzen in Gleichung (3.14) kann die vorlaufende Spannungswelle eliminiert werden:

$$I_k(\omega) = Y_c(\omega) \cdot [U_k(\omega) - 2 \cdot U_b(\omega)] \quad (3.17)$$

Durch die weitere Umformung [(3.15)· Y_c -(3.16)] und Einsetzen in Gleichung (3.17) kann schließlich auch die rücklaufende Wanderwelle eliminiert werden. Somit gilt für den Strom an Knoten k:

$$I_k(\omega) = Y_c(\omega) \cdot U_k(\omega) - H(\omega) \cdot [Y_c(\omega) \cdot U_m(\omega) + I_m(\omega)]. \quad (3.18)$$

Mit analogem Vorgehen folgt für den Strom $I_m(\omega)$ an Knoten m:

$$I_m(\omega) = Y_c(\omega) \cdot U_m(\omega) - H(\omega) \cdot [Y_c(\omega) \cdot U_k(\omega) + I_k(\omega)] \quad (3.19)$$

Hierbei beschreibt $H(\omega) = e^{-\gamma(\omega) \cdot l}$ die Wellenausbreitung entlang einer Leitung mit der Gesamtlänge l . Die Gleichungen (3.18)-(3.19) stellen den Ausgangspunkt für sämtliche Wellen-Leitungsmodelle dar. Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten einer elektrisch langen Leitung ist durch $H(\omega)$ sowie durch den reziproken Wellenwiderstand $Y_c(\omega)$ vollständig beschrieben.

²Das negative Vorzeichen von $I_m(\omega)$ in Gleichung (3.16) resultiert aus der Festlegung des Strompfeils entsprechend Abbildung 3.2 (a). Die Pfeilrichtung von $I_m(\omega)$ ist entgegengesetzt zu $I(x, \omega)$.

3.1.2 Leitungsmodelle für EMT-Anwendungen

Die Berechnung von EMT-Ausgleichsvorgängen findet bei technischen Problemstellungen in der Regel im Zeitbereich statt, da dort Schalthandlungen infolge von etwaigen Schutzauslösungen oder nichtlineare Betriebsmittel wie beispielsweise Überspannungsableiter vergleichsweise einfach berücksichtigt werden können. Aufgrund dessen besteht die eigentliche Herausforderung in Hinblick auf EMT-Leitungsmodelle darin, das frequenzabhängige Übertragungsverhalten einer Leitung mittels geeigneter Methodiken für Zeitbereichs-Simulationen zu approximieren. Gemäß Gleichung (3.7) ist die Leitung durch eine längenbezogene Längsimpedanz $Z'(\omega)$ und Queradmittanz $Y'(\omega)$ charakterisiert:

$$Z'(\omega) = R'(\omega) + j\omega L'(\omega) \quad (3.20)$$

$$Y'(\omega) = G' + j\omega C'(\omega). \quad (3.21)$$

Sowohl der Widerstandsbelag $R'(\omega)$ als auch der Induktivitätsbelag $L'(\omega)$ sind frequenzabhängig³. Bei HGÜ-Kabeln mit extrudierter Isolierung ist sowohl der Kapazitätsbelag als auch der Ableitbelag in den für EMT-Untersuchungen relevanten Frequenzbereichen de facto frequenzunabhängig [81, 166]. Die Leitungsbeläge der in dieser Arbeit berücksichtigten Kabelmodelle können Anhang D.1 entnommen werden. In der Regel besteht das zu untersuchende System aus einer Mehrleiteranordnung, in welcher eine magnetische sowie eine gegebenenfalls kapazitive Kopplung der Teilleiter vorliegt. Aufgrund der elektrischen Kopplungen der Leiter bestehen in solchen Fällen die längenbezogene Längsimpedanz und die Queradmittanz der Anordnung aus symmetrischen Matrizen $[Z'(\omega)]$, $[Y'(\omega)]$. Abbildung 3.3 zeigt einen prinzipiellen Ablauf der Leitungsmodellierung in gängigen EMT-Programmen. In kommerziellen EMT-Softwaretools sind Programme zur Berechnung von $[Z'(\omega)]$ und $[Y'(\omega)]$ standardmäßig implementiert. Diese ermitteln auf Grundlage der Eingabeparameter der Freileitungs- oder Kabelanordnung in einstellbaren Frequenzbereichen von 0 Hz bis 1 MHz die Matrizen $[Z'(\omega)]$ und $[Y'(\omega)]$. Die Berechnung der frequenzabhängigen Matrizen $[Z'(\omega)]$ und $[Y'(\omega)]$ auf Grundlage der Geometrie- und Materialdaten des zu untersuchenden Systems stellt den Ausgangspunkt für sämtliche Leitungsmodelle dar. Die verfügbaren Leitungsmodelle können im Wesentlichen in die beiden Gruppen der *Wellen-Leitungsmodelle* und der *Netzwerk-Leitungsmodelle* unterteilt werden. Wellen-Leitungsmodelle approximieren die Übertragungsfunktionen der Leitung sowie den Wellenwiderstand oder dessen Kehrwert. Netzwerk-Leitungsmodelle hingegen nutzen konzentrierte Elemente zur Nachbildung der Übertragungseigenschaften. Seit der Einführung der ersten rechnergestützten EMT-Programmen in den 1970er-Jahren durch [29] bis zur heutigen kommerziellen Verwendung von EMT-Software stellt die Entwicklung von adäquaten Leitungsmodellen eine Kernaufgabe dar und hat dementsprechend eine Vielzahl an Modellierungsansätzen hervorgebracht [16, 96,

³Diese Aussage gilt sowohl für Kabelsysteme als auch für Freileitungen.

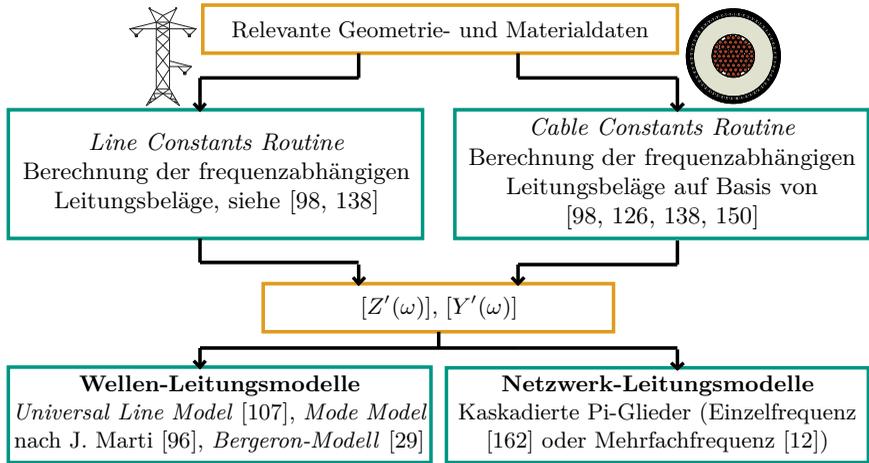


Abbildung 3.3: Prinzipieller Ablauf bei der Modellierung von Leitungen mit EMT-Softwaretools.

107, 134]. Nachfolgend wird in gebotener Kürze das Grundprinzip der beiden Hauptgruppen vorgestellt.

Wellen-Leitungsmodelle

Wellen-Leitungsmodelle basieren auf der in Gleichung (3.18)-(3.19) formulierten Verknüpfung von den Spannungen und Strömen an den beiden Leitungsenden durch $H(\omega)$ und $Y_c(\omega)$. Gemäß der Herleitung aus Kapitel 3.1.1 können im Frequenzbereich $H(\omega)$ und $Y_c(\omega)$ als Funktion der frequenzabhängigen Leitungsbeläge angegeben werden:

$$H(\omega) = e^{-\sqrt{Z'(\omega) \cdot Y'(\omega)} \cdot l} \quad (3.22)$$

$$Y_c(\omega) = Z'(\omega)^{-1} \cdot \sqrt{Y'(\omega) \cdot Z'(\omega)}. \quad (3.23)$$

Bei der Rücktransformation der Gleichungen (3.18)-(3.19) aus dem Frequenzbereich in den Zeitbereich wird die Multiplikation zur Faltung. Durch Rücktransformation von Gleichung (3.18) kann der Strom am Knoten k im Zeitbereich $i_k(t)$ angegeben werden:

$$i_k(t) = y_c(t) * u_k(t) - h(t) * \left[y_c(t) * u_m(t) + i_m(t) \right]. \quad (3.24)$$

Eine grundlegende Herausforderung besteht nun darin, für $H(\omega)$ und $Y_c(\omega)$ Funktionen zu finden, die mit möglichst wenig Rechenaufwand in den Zeitbereich rückführbar sind und darüber hinaus die Faltungsintegrale aus Gleichung (3.24) durch geeignete numerische Methoden zu approximieren. In den Anfängen von rechnergestützten EMT-Programmen [29] wurde das *Bergeron-Modell* zur Nachbildung von elektrisch langen Leitungen eingesetzt. Dieses vernachlässigt die Frequenzabhängigkeit von $H(\omega)$ und $Z_c(\omega)$ und approximiert die Leitungsverluste mittels konzentrierter Widerständen in der Leitungsmitte und an den Leitungsenden. Dementsprechend stellt das Bergeron-Modell lediglich eine Approximation des Übertragungsverhalten der Leitung für eine einzelne Frequenz dar. Heutzutage wird das Bergeron-Modell bei der Analyse von schnell veränderlichen Vorgängen zur Modellierung ausgewählter Komponenten, wie beispielsweise Sammelschienen oder Mastsegmenten eingesetzt, da bei solchen Komponenten die Modellierung durch einen konstanten Wellenwiderstand und eine feste Laufzeit in der Regel ausreichend genau ist. In den 1980er-Jahren wurde durch *J. Marti* [96] ein frequenzabhängiges Leitungsmodell entwickelt⁴. Dieses Modell ist in der Lage, die frequenzabhängigen Eigenschaften der Leitungsparameter zu berücksichtigen. Im Fall von gekoppelten Mehrleitersystemen diagonalisiert dieses Modell zunächst die Produkte $[Z'(\omega)] \cdot [Y'(\omega)]$ sowie $[Y'(\omega)] \cdot [Z'(\omega)]$ aus Gleichung (3.7) und (3.8) mittels Eigenwertzerlegung. Durch dieses Vorgehen wird ein gekoppeltes Mehrleitersystem in voneinander entkoppelte Moden zerlegt. Im nächsten Schritt approximiert das Modell nach [96] für die entkoppelten Moden die jeweilige Ausbreitungsfunktion und den jeweiligen Wellenwiderstand durch rationale Funktionen. Die Approximationen mittels rationalen Funktionen ermöglichen nach einer Partialbruchzerlegung eine vergleichsweise einfach zu implementierende Rücktransformation in den Zeitbereich sowie ein iteratives Lösen der Faltungsintegrale aus Gleichung (3.24). Die Eigenwertzerlegung erfolgt bei einer festen Frequenz. Daher ist dieses Modell für unsymmetrisch angeordnete Mehrleiteranordnungen ungeeignet, da in solchen Fällen die Eigenwertzerlegung frequenzabhängig ist [93]. Ende der 1990er-Jahre wurde von [54, 107] das *Universal Line Model* (ULM⁵) entwickelt, welches die frequenzabhängigen Leitungsbeläge von Mehrleitersystemen vollständig zu approximieren vermag. Seit der Einführung des ULM wurde dieses punktuell modifiziert, um beispielsweise die für HGÜ-Anwendung erforderlichen niedrigen Frequenzbereiche korrekt abbilden zu können [138]. Das ULM ist sowohl für Freileitungen als auch für Kabelsysteme geeignet und stellt bis heute das empfohlene Leitungsmodell in EMT-Programmen dar. Das ULM nutzt die *Least square Methode Vektor Fitting* von [55], um $[Y_c(\omega)]$ und $[H(\omega)]$ im Frequenzbereich zu approximieren, siehe [54, 107] für vertiefende Erklärungen. Zum Lösen der Faltungsintegrale aus Gleichung (3.24) kommen rekursive Verfahren zum Einsatz [54]. Abbildung 3.4 (a) zeigt die Norton-Ersatzschaltung einer elektrisch langen

⁴Dieses Modell ist auch als *Frequency Dependent Mode Model* bekannt.

⁵In der EMT-Software PSCAD/EMTDC wird das ULM als *Frequency Dependent Phase Model* bezeichnet.

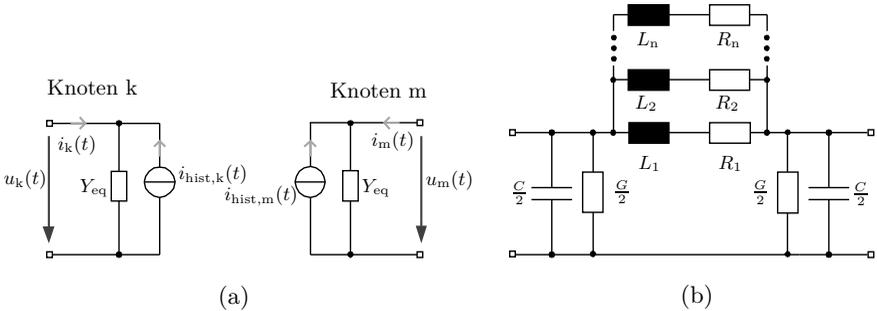


Abbildung 3.4: (a) Norton-Ersatzschaltung eines Wellen-Leitungsmodells nach [110], (b) Netzwerk-Leitungsmodell (Mehrfachfrequenz-Pi-Glied einer elektrisch kurzen Leitung nach [12]).

Leitung mittels dem ULM. Die Synthese von Y_{eq} und $i_{\text{hist}}(t)$ aus Gleichung (3.24) erfordert weitere Umformungen und kann im Detail [110] entnommen werden. Die Ersatzschaltung besteht an beiden Leitungsenden aus je einer Stromquelle $i_{\text{hist}}(t)$, welche die Verknüpfung zwischen den beiden Leitungsenden abbildet. Der Strom $i_{\text{hist}}(t)$ ist nur von Strom- und Spannungswerten vorangegangener Zeitschritte abhängig. Das ULM beziehungsweise die zugehörige Implementierung in die kommerzielle EMT-Software PSCAD/EMTDC wird in [93] als eines der präzisesten Leitungsmodelle der Welt propagiert. Tatsächlich zeugen Vergleiche mit Messungen an realen Kabelsystemen [50, 169] sowie Vergleiche mit analytischen Lösungen der Leitungsgleichungen im Frequenzbereich [53] von einer sehr hohen Genauigkeit des Modells. Ein Schwachpunkt des ULM ist, dass der Ableitungsbelag G' nicht beliebig klein parametrisiert werden sollte, da anderenfalls bei der Approximation von $[H(\omega)]$ negative Eigenwerte⁶ auftreten können. In HGÜ-Kabelsystemen mit extrudierter Isolierung liegen wesentlich niedrigere Ableitbeläge⁷ vor, als mittels des ULMS berücksichtigt werden können. Für EMT-Ausgleichsvorgänge hat die genaue Parametrierung des Ableitbelags eines Kabelmodells jedoch de facto keine Relevanz, da diese Vorgänge in deutlich höheren Frequenzbereichen als 0 Hz stattfinden und bei hohen Frequenzen der Einfluss von G' zu vernachlässigen ist [93, 98]. Dennoch gewinnt eine realistische Parametrierung

⁶In solchen Fällen kann die Passivität des Leitungsmodell gegebenenfalls nicht sichergestellt sein.

⁷Weitere Ausführungen zur elektrischen Leitfähigkeit der Hauptisolierung, die maßgeblich von der Temperatur und Materialmischung abhängt, können Kapitel 6 entnommen werden. Gemäß der Messdaten von [81] an unterschiedlichen HGÜ-Kabelsystemen mit extrudierter Isolierung kann der Querleitwert im Wertebereich von circa 1×10^{-12} S/m bis 1×10^{-17} S/m liegen. Die niedrigsten Einstellwerte des Ableitungsbelag in PSCAD/EMTDC, bei denen die Passivität noch sichergestellt ist, liegen im Bereich von circa 1×10^{-10} S/m.

des Ableitbelags des Kabelmodells an Bedeutung, sofern in Untersuchungen die intrinsische Entladung der Kabelstrecke über die Querleitwerte im Vordergrund steht. Je nach Kabellänge kann diese Entladung im Bereich von Stunden bis Tagen liegen. Für solche Untersuchungen ist daher das ULM ungeeignet⁸.

Netzwerk-Leitungsmodelle

Durch Ortsdiskretisierung der Leitungsgleichungen erhält man gemäß der Gleichungen (3.1)-(3.2) ein Netzwerk-Modell der Leitung [67]. Eine häufig genutzte Realisierung von Netzwerk-Leitungsmodellen stellen Pi-Glieder dar. Man unterscheidet zwischen *Einzelfrequenz-* und *Mehrfachfrequenz-Pi-Gliedern*. Bei Einzelfrequenz-Pi-Gliedern wird die Längsimpedanz aus Gleichung (3.20) durch ein einzelnes *R-L*-Glied angenähert. Dementsprechend kann die Frequenzabhängigkeit des Widerstands- und Induktivitätsbelag nicht berücksichtigt werden. Einzelfrequenz-Pi-Glieder stellen nur bei ihrer Auslegungsfrequenz eine korrekte Nachbildung der Leitungsbeläge dar und sind für Ausgleichsvorgänge, welche üblicherweise aus einem breitbandigen Frequenzspektrum bestehen, ungeeignet. Ein Mehrfachfrequenz-Pi-Glied kann durch Parallelschaltung von zusätzlichen *R-L*-Gliedern die Frequenzabhängigkeit der Längsbeläge $R'(\omega)$ und $L'(\omega)$ in einem gewissen Frequenzbereich approximieren, siehe Abbildung 3.4 (b). Die parallelen *R-L*-Elemente $L_1 \dots L_n$ und $R_1 \dots R_n$ können auf Grundlage der frequenzabhängigen Leitungsbeläge parametrisiert werden. Das Auslegungsverfahren von [12, 55] nutzt *Vector Fitting* zur Approximation der Längsimpedanz eines Leitungssegments durch Partialbruchzerlegungen von rationalen Funktionen. Bei Anwendung dieses Verfahrens auf die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten HGÜ-Kabelsysteme kann mittels vier paralleler *R-L*-Gliedern die Längsimpedanz eines Kabelsegments im Frequenzbereich von DC bis circa 50 kHz bei Einhaltung einer tolerierbaren Abweichung approximiert werden. Um mit Netzwerk-Modellen die Laufzeit entlang einer elektrisch langen Leitung abbilden zu können, ist eine Kaskadierung mehrerer Pi-Glieder erforderlich. Dazu wird die Leitung in äquidistante Abschnitte unterteilt. Jeder Abschnitt stellt eine elektrisch kurze Leitung dar, die im erforderlichen Frequenzbereich durch ein Mehrfachfrequenz-Pi-Glied modelliert wird. Durch die Kaskadierung mehrerer Pi-Glieder entsteht ein Kettenleiter. Die erforderliche Anzahl an kaskadierten Mehrfachfrequenz-Pi-Gliedern muss in Abhängigkeit des zu untersuchenden Vorgangs bestimmt werden. Die Modellierungsempfehlung [162] gibt für die maximale Länge l_{\max} eines Pi-Glieds folgende Abschätzung an:

$$l_{\max} = \frac{v_c}{5 \cdot f_{\max}} \quad (3.25)$$

Der Term f_{\max} ist der höchste Frequenzanteil des anregenden Signals und v_c ist die Ausbreitungsgeschwindigkeit entlang der Leitung. Die Näherung in der

⁸Solche Vorgänge stellen keine EMT-Ausgleichsvorgänge dar.

Gleichung (3.25) besagt, dass die Eigenfrequenz eines einzelnen Pi-Glieds um den Faktor 5 größer als der höchste Frequenzanteil des anregenden Signals sein sollte. Es sei darauf hingewiesen, dass für Ausgleichsvorgänge das frequenzabhängige Übertragungsverhalten einer elektrisch langen Leitung nur durch die Kombination aus frequenzabhängiger Auslegung der Pi-Glieder sowie entsprechender Kaskadierung korrekt nachgebildet werden kann. Für eine adäquate Modellierung der Leitung mittels Netzwerk-Leitungsmodellen ist daher genaue Kenntnis über den zu untersuchenden Vorgang beziehungsweise über den erforderlichen Frequenzbereich von entscheidender Bedeutung. In Hinblick auf die Modellierung einer HGÜ-Kabelstrecke liegt ein Vorteil bei der Verwendung von frequenzabhängigen Netzwerk-Leitungsmodellen gegenüber dem ULM darin, dass Netzwerk-Leitungsmodelle mittels realitätsnahen Ableitwerten parametrisiert werden können. Wie bereits zuvor erwähnt, hat für EMT-Ausgleichsvorgänge die korrekte Parametrisierung des Ableitbelags eines Kabelmodells zwar kaum Relevanz [98], jedoch gewinnt dieser Aspekt bei Untersuchungen zum Entladeverhalten der Kabelstrecke über die Ableitbeläge an Bedeutung. Nachteilig bei der Verwendung von Pi-Gliedern ist, dass mit höherer Kaskadierung die Anzahl an elektrischen Knoten im Netzwerk und somit auch die erforderliche Rechenzeit ansteigt. Für die in Kapitel 5 erfolgende Analyse von temporären Überspannungen kann die räumlich ausgedehnte HGÜ-Kabelstrecke prinzipiell mittels kaskadierten Mehrfachfrequenz-Pi-Gliedern modelliert werden, da für solche Ausgleichsvorgänge die maximale Länge eines Pi-Glieds bei circa 12 km liegt. Für Spannungsformen mit schnelleren Anstiegszeiten erscheint die Modellierung von räumlich ausgedehnten Systemen mit Pi-Gliedern in Anbetracht der hohen erforderlichen Anzahl an elektrischen Knoten als impraktikabel.

3.2 Modellbildung zur Analyse von äußeren Überspannungen

Dieses Kapitel zielt darauf ab, die Modellbildung und Parametrierung der relevanten Betriebsmittel im erforderlichen Frequenzbereich von äußeren Überspannung vorzustellen. Der Aufbau folgt in weiten Teilen der eigenen Veröffentlichung in *Transactions on Power Delivery* [210]. Die untersuchte Anordnung besteht aus einem Freileitungs- – Kabel- – Freileitungsabschnitt und stellt einen stationsfernen Ausschnitt eines HGÜ-Systems dar. Im Rahmen von Kapitel 3.2 wird zunächst ein kurzer Überblick über mögliche Arten von Blitzeinwirkungen gegeben. Anschließend werden die relevanten Kenngrößen von Blitzströmen identifiziert und die Modellierung der Komponenten aus Abbildung 3.5 vorgestellt.

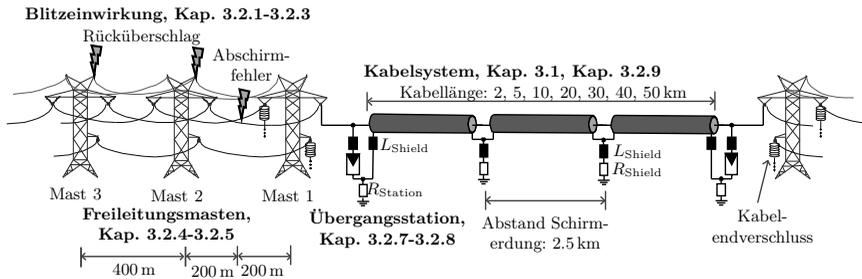


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung der Anordnung Freileitung - Kabel - Freileitung. Die einzelnen Komponenten sind in den genannten Kapiteln weiter aufgeführt.

3.2.1 Arten der Blitzeinwirkung

Freileitungen und die daran angrenzenden Betriebsmittel sind im Wesentlichen drei Formen von Blitzeinwirkungen ausgesetzt:

- **Überspannungen infolge von rückwärtigen Überschlägen:**
Ein Rücküberschlag (BF, engl. *backflashover*) kann auftreten, falls ein Blitzeinschlag in einen Freileitungsmasten oder in ein Erdseil erfolgt und dieser das Potential des Masts soweit anhebt, dass die Isolation zwischen Mast und Leiterseil versagt. Die daraus auf dem Leiterseil resultierende Überspannung wird nachfolgend BFO (engl. *backflashover overvoltage*) bezeichnet.
- **Überspannungen infolge von Abschirmfehlern:**
Ein Abschirmfehler (SF, engl. *shielding failure*) tritt auf, falls ein direkter

Blitzeinschlag das Leiterseil trifft. Die daraus auf dem Leiterseil resultierende Überspannung wird nachfolgend SFO (engl. *shielding failure overvoltage*) bezeichnet.

■ **Induzierte Überspannungen:**

Induzierte Überspannungen können bei Blitzeinschlag in das Erdreich in unmittelbarer Nähe zur Freileitung oder zu dem Betriebsmittel auftreten. Nach [79] sind induzierte Überspannungen jedoch bei Übertragungsleitungen in der Regel vernachlässigbar. Daher werden diese im Rahmen der Arbeit nicht weiter betrachtet.

Abbildung 3.6 zeigt die schematische Ausbreitung der Wanderwellen instantan nach einer Blitzeinwirkung im Freileitungsbereich. Bei Blitzeinschlag in einen

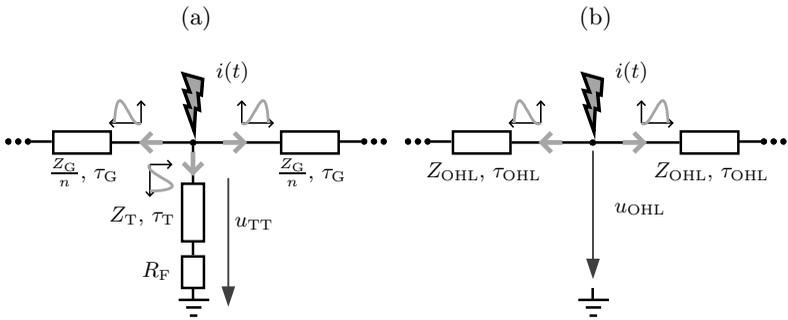


Abbildung 3.6: Schematische Ausbreitung der Wanderwellen: (a) bei Blitzeinschlag in einen Freileitungsmasten mit n Erdseilen, (b) bei direktem Blitzeinschlag in ein Leiterseil.

Mast breiten sich die Stromwanderwellen entlang des Masts sowie entlang der angrenzenden Erdseile aus. Unter Annahme von frequenzunabhängigen Wellenwiderständen kann die instantane Mastspannung u_{TT} (TT, engl. *tower top voltage*) vor der Überlagerung von Mehrfachreflexionen, also für $t < 2\tau_T$ und $t < 2\tau_G$, angegeben werden:

$$u_{TT}(t) = \frac{Z_T \cdot Z_G}{2n \cdot Z_T + Z_G} \cdot i(t). \quad (3.26)$$

Hierbei ist Z_G der Wellenwiderstand der Erdseile, τ_G die Laufzeit entlang der Erdseile zwischen zwei angrenzenden Masten, n die Anzahl an Erdseilen, Z_T der Wellenwiderstand des Masts, τ_T die Laufzeit entlang des Masts und R_F der Masterdungswiderstand. Aus Gleichung (3.26) ist ersichtlich, dass zur BFO-Analyse Kenntnis über die transiente Impedanz des Masts erforderlich ist. Aufgrund von

Mehrfachreflexionen entlang des Masts als auch zwischen den angrenzenden Masten ist der tatsächliche Überspannungsaufbau vor einem Rücküberschlag weitaus komplexer, wie das nachfolgende Kapitel 4 ausführlich aufzeigt.

Beim direkten Blitzeinschlag in ein Leiterseil mit Wellenwiderstand Z_{OHL} teilt sich der Blitzstrom $i(t)$ hälftig auf zwei in entgegengesetzte Richtung laufende Stromwanderwellen auf. Die beiden Wanderwellen breiten sich entlang des Spannungsfeldes beziehungsweise des Leitungsabschnittes mit der zugehörigen Laufzeit τ_{OHL} aus. Solange keine Überlagerung von Mehrfachreflexionen erfolgt ($t < 2\tau_{\text{OHL}}$), kann unter Annahme eines frequenzunabhängigen Wellenwiderstandes Z_{OHL} die hervorgerufene Überspannung am Leiterseil zu:

$$u_{\text{OHL}}(t) = \frac{1}{2} Z_{\text{OHL}} \cdot i(t) \quad (3.27)$$

berechnet werden. Die beim Abschirmfehler auftretenden Blitzstromamplituden werden durch die Schutzwirkung der Erdseile limitiert, wie das nachfolgende Kapitel 3.2.2 zeigt. Prinzipiell kann auch infolge eines Abschirmfehlers ein Überschlag der Freileitungsisolatoren auftreten. Dies ist jedoch nur bei sehr hohen Blitzstromamplituden zu erwarten.

3.2.2 Maximale Blitzstromamplituden bei Abschirmfehlern

Zur Bewertung der Ausfallraten von Freileitungstrassen infolge von Abschirmfehlern stellen elektrogeometrische Modelle (EGM, engl. *electrogeometric model*) eine gängige Praxis dar, diese sind in [64, 202, 204] detailliert beschrieben. Mittels eines EGMs kann der Schutzbereich der Erdseile abgeschätzt werden und dadurch die maximale Blitzstromamplitude, die zu Abschirmfehlern führen kann (I_m , engl. *maximum shielding failure current*), ermittelt werden. Das EGM beschreibt den Zeitpunkt unmittelbar vor Vereinigung der abwärts gerichteten Leitentladung und der aufwärts gerichteten Fangentladung. Grundgedanke des EGMs ist, dass ein empirischer Zusammenhang zwischen dem Abstand vom Kopf der Leitentladung und dem nächsten Gegenstand sowie dem Blitzstrom der Hauptentladung besteht. Gemäß dem Grundprinzip des EGMs beträgt der Schutzradius r_c eines Erdseils oder Leiterseils:

$$r_c = A \cdot I e^b, \quad (3.28)$$

mit dem Blitzstrom I sowie den empirisch ermittelten Konstanten A und b . Wie in Abbildung 3.7 skizziert, kann bei unvollständiger Abschirmung des Leiterseils die Blitzenladung das Leiterseil erreichen (Bereich ②) oder im Erdseil oder dem Erdboden enden (Bereich ①, ③). Mit ansteigender Blitzstromamplitude nimmt der ungeschützte Bereich D_c ab. Ab der Blitzstromamplitude I_m liegt eine theoretisch vollständige Abschirmung des Leiterseils vor und der Blitzeinschlag erfolgt entweder in das Erdseil oder den Erdboden. Die Amplitude I_m

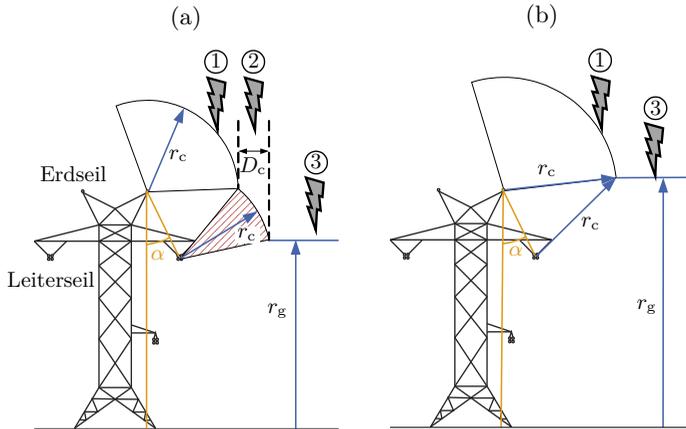


Abbildung 3.7: Skizze eines elektrogeometrischen Modells zur Bewertung von Abschirmfehlern: (a) unvollständige Abschirmung, (b) vollständige Abschirmung.

ist abhängig von der Mastgeometrie, dem Durchhang der Leiterseile und insbesondere vom Blitzschutzwinkel⁹ α . In der Literatur existiert eine Vielzahl von unterschiedlichen Empfehlungen zur Parametrierung und Berechnung des EGMs, wie die Zusammenfassung von [104] sowie der kürzlich erschienene Vergleich mit tatsächlich vorliegenden Ausfallraten infolge von Abschirmfehlern in [176] zeigen. Je nach Wahl der empirischen Konstanten A und b kann daher I_m für ein Mastbild unterschiedliche Werte annehmen. Im Folgenden wird das EGM entsprechend der Richtlinie zur Isolationskoordination [202] parametrierung. Dies führt zu einem maximalen Blitzstromsicherheitswert bei Abschirmfehlern von $I_m = 18 \text{ kA}$ für den untersuchten Mastaufbau¹⁰ mit zwei Erdseilen, sowie zu $I_m = 36 \text{ kA}$ für den Mastaufbau mit einem Erdseil.

3.2.3 Blitzstrom Parameterbestimmung

Im Rahmen dieser Arbeit wird die in Abbildung 3.8 dargestellte konkave Blitzstromform nach [173] genutzt, da diese in Anlehnung an gemessene Blitzstromverläufe entwickelt wurde. Die konkave Blitzstromform besteht aus je einer Gleichung zur Darstellung der Stirn und des Rückens. So gilt für $t < t_{90}$ der Zusammenhang:

$$I = C \cdot t + D \cdot t^n \quad (3.29)$$

⁹Der Blitzschutzwinkel ist in Abbildung 3.7 eingezeichnet.

¹⁰Die Abmessungen der untersuchten Freileitungsmasten können Kapitel 3.2.4 entnommen werden und basieren auf Realdaten aus HGÜ-Projekten.

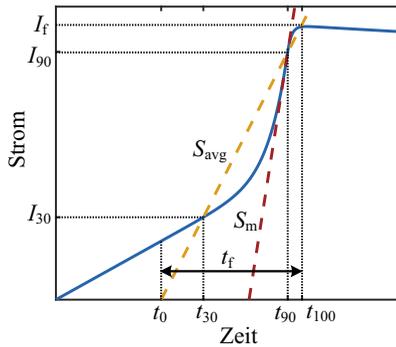


Abbildung 3.8: Konkave Blitzstromform nach [173] mit Stirnzeit t_f , mittlerer Steilheit S_{avg} und maximaler Steilheit S_m .

und für $t > t_{90}$ die Überlagerung zweier Exponentialfunktionen:

$$I = I_1 \cdot e^{-\frac{t-t_n}{t_1}} - I_2 \cdot e^{-\frac{t-t_n}{t_2}}. \quad (3.30)$$

Die Konstanten C , D , n , I_1 , t_n , t_1 , I_2 , t_2 können aus den charakteristischen Blitzstromparametern, nämlich dem Scheitelwert des Blitzstroms I_f , der maximalen Steilheit S_m , der Stirnzeit t_f sowie der Rückenhalbwertszeit t_h berechnet werden. Die Blitzstromparameter sind von statistischer Natur und werden im Rahmen dieser Arbeit in Abhängigkeit der jeweiligen Blitzeinwirkung auf Grundlage von statistischen Verteilungen ausgewählt. Im Folgenden wird nur die erste Hauptentladung von Abwärtsblitzen berücksichtigt, da diese maßgeblich relevant für die untersuchte Problemstellung ist. Zur Vollständigkeit sei erwähnt, dass tatsächlich gemessene Blitzströme aus multiplen Abwärtsblitzen bestehen können, wie [62] darlegt.

Blitzeinschlag in Freileitungsmast

Zur Bestimmung einer repräsentativen Blitzstromamplitude für BFO-Untersuchungen gibt es in Studien zur Isolationskoordination unterschiedliche Ansätze. So empfiehlt [5] den Scheitelwert des Blitzstroms in Abhängigkeit der Systemspannung zu wählen, während [72] eine Worstcase Amplitude von 200 kA nutzt oder [159] mehrere Scheitelwerte im Bereich von 100 kA – 250 kA zugrunde legt. In dieser Arbeit wird zur Bestimmung der repräsentativen Blitzstromamplitude auf die internationale Norm für Blitzschutz *IEC 62305-1* beziehungsweise die deutsche Fassung [191] zurückgegriffen. In [191] werden vier Gefährdungspegel

Tabelle 3.1: Blitzstrom Scheitelwerte entsprechend des Gefährdungspegels nach DIN EN 62305-1:2011.

	Gefährdungspegel			
	I	II	III	IV
Scheitelwert I_f	200 kA	150 kA	100 kA	
Anteil der Blitze mit $I < I_f$	99 %	98 %	95 %	

(LPL, engl. *lightning protection level*) definiert, welche Grenzwerte der Blitzstromparameter festlegen, siehe Tabelle 3.1. Die genannten Wahrscheinlichkeiten aus [191] umfassen sowohl positive als auch negative Erstblitze und basieren hauptsächlich auf den Messdaten von *Berger et. al.* [13], die von 1943 bis 1971 an zwei Fernmeldetürmen in der Schweiz aufgenommen wurden. Im Folgenden wird der Gefährdungspegel II angesetzt und eine Blitzstromamplitude von $I_f = 150$ kA ausgewählt. Folglich ist davon auszugehen, dass nur 2 % der Blitze diesen Scheitelwert überschreiten. Für diese Blitzstromamplitude werden die übrigen Blitzstromparameter anhand der in [139] messtechnisch ermittelten Korrelationen zwischen I_f und S_m , t_f berechnet. Die Blitzstromparameter aus [139] wurden zwischen 1994 und 2004 auf Freileitungsmasten in Japan aufgenommen. Mittels [139] berechnet sich aus $I_f = 150$ kA die zu erwartenden Stirnzeit zu $t_f = 4.87$ μ s und die maximale Steilheit zu $S_m = 66$ kA/ μ s. Es ist jedoch hervorzuheben, dass $S_m = 66$ kA/ μ s kein tatsächlicher Messwert ist, sondern aufgrund der hohen Korrelation zwischen I_f und S_m für die angesetzte Amplitude von 150 kA zu erwarten ist [139]. Es wird eine negative Blitzstrompolarität und eine Rückenhalbwertszeit von $t_h = 200$ μ s angenommen.

Direkter Blitzeinschlag

Wie bereits in Kapitel 3.2.2 beschrieben, kann durch die Schutzwirkung der Erdseile die maximale Blitzstromamplitude bei einem Abschirmfehler reduziert werden. Daher liegt der kritischste Fall in Hinblick auf Abschirmfehler vor, wenn die Blitzstromamplitude I_f gerade I_m entspricht. Für diesen Scheitelwert des Blitzstroms werden mit den bedingten Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die erste Hauptentladung von negativen Abwärtsblitzen aus [173] die übrigen Blitzstromparameter bestimmt. Um der statistischen Natur der Blitzereignisse nachzukommen, werden ähnlich zu dem Vorgehen aus [41] drei mögliche Kombinationen der Konfidenzniveaus 5%, 50% und 95% der beiden Stirnparameter t_f und S_m jeweils unter der Bedingung $I_f = I_m$ berücksichtigt, siehe Tabelle 3.2-3.3. Diese Kombinationen stellen jeweils einen Blitz mit kurzer Stirnzeit und hoher Steilheit, einen Blitz mit mittlerer Stirnzeit und mittlerer Steilheit sowie einen Blitz mit langer Stirnzeit und geringer Steilheit dar. Durch dieses Vorgehen kann der Einfluss der Stirnparameter

bewertet werden.

Tabelle 3.2: Blitzstromparameter zur SFO Analyse für den Mastaufbau mit zwei Erdseilen unter der Bedingung $I_f = 18$ kA.

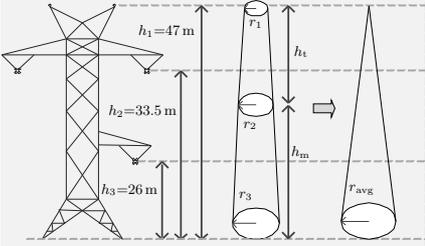
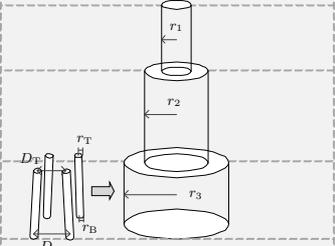
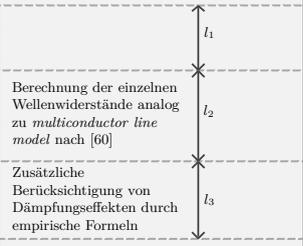
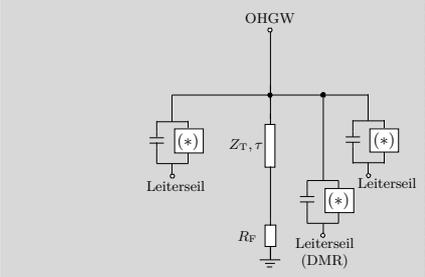
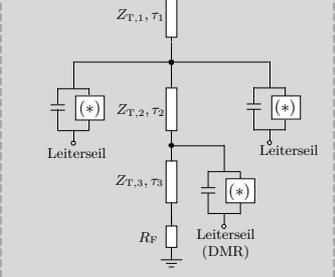
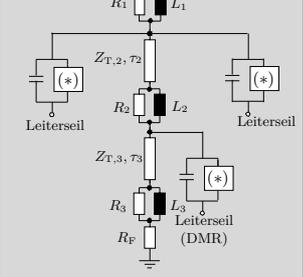
$S_m I_f$	$t_f I_f$	t_h
95 %, 48 kA/ μ s	5 %, 1.35 μ s	50 % 77.5 μ s
50 %, 20 kA/ μ s	50 %, 3.04 μ s	50 % 77.5 μ s
5 %, 8 kA/ μ s	95 %, 6.86 μ s	50 % 77.5 μ s

Tabelle 3.3: Blitzstromparameter zur SFO Analyse für den Mastaufbau mit einem Erdseil unter der Bedingung $I_f = 36$ kA.

$S_m I_f$	$t_f I_f$	t_h
95 %, 62 kA/ μ s	5 %, 1.75 μ s	50 % 77.5 μ s
50 %, 25 kA/ μ s	50 %, 3.96 μ s	50 % 77.5 μ s
5 %, 10 kA/ μ s	95 %, 9 μ s	50 % 77.5 μ s

3.2.4 Freileitungsmasten

Die EMT-Modellbildung von Freileitungsmasten zur Analyse äußerer Überspannungen stellt in der Literatur ein umfangreich behandeltes Themengebiet dar, welches aufgrund der Komplexität weiterhin Gegenstand aktueller Forschung ist [45, 98]. Die vorhandenen Modelle basieren im Wesentlichen entweder auf analytischen Ansätzen, welche mittels der elektromagnetischen Feldtheorie die Wellenwiderstände von geometrisch vereinfachten Strukturen berechnen [130], oder auf experimentellen Untersuchungen an existierenden Maststrukturen [60, 154]. Eine analytische Berechnung der transienten Impedanz einer Maststruktur mittels der Feldtheorie kann Anhang C.1 entnommen werden. Es ist zwar bekannt, dass die wirksame Impedanz eines Masts frequenz- und ortsabhängig ist [45], aufgrund der Komplexität werden jedoch für EMT-Studien nahezu ausnahmslos Netzwerkmodelle bestehend aus Leitungen mit konstanten Wellenwiderständen und mit fester Laufzeit genutzt [98]. Die existierenden Modelle können in drei Gruppen entsprechend der Berechnungsform unterteilt werden: (i) *single vertical lossless line*, (ii) *multiconductor vertical line* und (iii) *multistory model*. Abbildung 3.9 zeigt das Mastbild des untersuchten Tragmastes sowie mögliche Ersatzschaltungen zur EMT-Nachbildung gemäß der Modelle (i)-(iii). Modell (i) nach [19, 173] approximiert die Mastform durch einen Konus, welcher im nächsten Schritt in einen Kegel mit äquivalentem Radius und analytisch berechenbaren

<p style="text-align: center;">Single vertical lossless line, nach [19, 173]</p>  <p style="text-align: center;">Auslegung gemäß der Gleichungen (C.28)-(C.29) in Anhang C.2</p>	<p style="text-align: center;">Multiconductor vertical line, nach [60]</p>  <p style="text-align: center;">Auslegung gemäß der Gleichungen (C.30)-(C.31) in Anhang C.2</p>	<p style="text-align: center;">Multistory model, nach [73, 154]</p>  <p style="text-align: center;">Auslegung gemäß der Gleichungen (C.30)-(C.34) in Anhang C.2</p>	<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Geometrien & analytische Zusammenhänge</p>
			<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Elektrisches Ersatzschaltbild</p>

(*): Übersichtsmodell, siehe Kap. 3.2.5

Abbildung 3.9: Mastbild des untersuchten Tragmasten und mögliche Ersatzschaltungen mittels Netzwerkmodellen.

Wellenwiderstand überführt wird. Modell (ii) nach [60] unterteilt den Mast in mehrere Abschnitte, um die Ortsabhängigkeit des Wellenwiderstands anzunähern. In jedem Abschnitt werden die schräg zusammenlaufenden Stützpfeiler des Masts in einen äquivalenten Zylinder überführt. Dieses Modell basiert auf experimentellen Untersuchungen und kann um die Verstrebungen des Gittermasts sowie um die Traversen erweitert werden. Die Wellenwiderstände $Z_{T,n}$ mit $n \in (1, 2, 3)$ des im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Tragmasten werden für dieses Modell zu: $Z_{T,n} = \{123 \Omega, 118 \Omega, 90 \Omega\}$ berechnet. Modell (iii) nach [73, 154], ursprünglich entwickelt für UHV-Masten, berücksichtigt zusätzliche, empirisch parametrisierte, diskrete R - L -Glieder zur Nachbildung von Dämpfungs- und Laufzeiteffekten. Bei den Modellen (i)-(iii) werden die äquivalenten Mastsegmente jeweils als verlustfreie Leitung mit konstantem Wellenwiderstand und fester Laufzeit durch das Bergeron-Leitungsmodell abgebildet. Darüber hinaus existiert in allen drei Modellen ein Masterdungswiderstand R_F (engl. *tower footing resistance*) zur Nachbildung der Masterdung, siehe weitere Ausführungen in Kapitel 3.2.4. Zunächst gilt es zu bewerten, welchen Einfluss die Modellierung eines Masts auf das Untersuchungsziel dieser Arbeit hat. Abbildung 3.10 zeigt den Einfluss des zugrunde liegenden Mastmodells auf die normierte Mastspannung u_{TT} wäh-

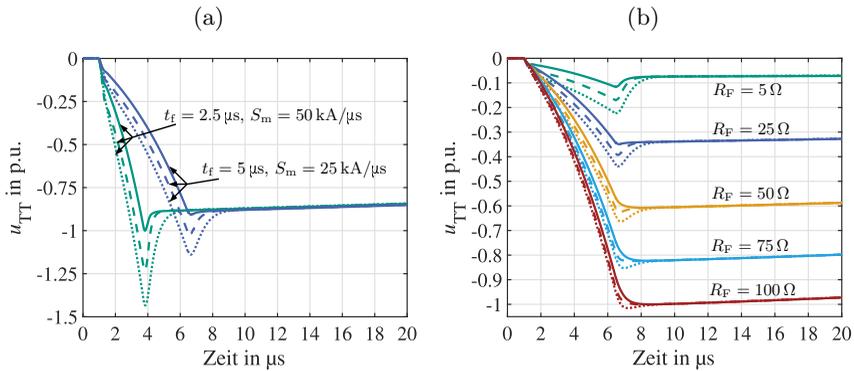


Abbildung 3.10: Auswirkung des Mastmodells auf die normierte Mastspannung u_{TT} während eines Blitzes in die Mastspitze: (a) Einfluss der Stirnzeit t_f und der Steilheit S_m , bei $I_f = 100 \text{ kA}$ mit neg. Polarität, $t_h = 200 \mu\text{s}$ und $R_F = 25 \Omega$, (b) Einfluss des Masterdungswiderstandes R_F , bei $I_f = 100 \text{ kA}$ mit neg. Polarität, $t_f = 5 \mu\text{s}$, $S_m = 25 \text{ kA}/\mu\text{s}$ und $t_h = 200 \mu\text{s}$. Legende: *Single vertical lossless line model*: gestrichelte Linie, *Multiconductor vertical line model*: durchgezogene Linie, *Multistory model*: gepunktete Linie.

rend eines Blitzeinschlags in die Mastspitze. Die Spannungen sind jeweils auf das betragsmäßige Maxima der Spannung u_{TT} von Modell (ii) normiert. Die Länge der an den Mast angrenzenden Spannungsfelder sind aus Übersichtsgründen so gewählt, dass keine Reflexionen zwischen den Masten auftreten können. Aus Abbildung 3.10 können folgende Aussagen abgeleitet werden:

- Der Einfluss des Mastmodells ist für sehr kurze Stirnzeiten und geringe Werte von R_{F} maximal ausgeprägt. Bei geringen Werten von R_{F} sind Reflexionen zwischen Mastspitze und Masterdung während der Anstiegszeit des Stromimpulses deutlich erkennbar.
- Bei hohen Werten von R_{F} , also schlechten Masterdungsbedingungen, dominiert der Einfluss der Masterdung. In solchen Fällen ist der Einfluss der EMT-Nachbildung des Masts weniger relevant.
- Für das untersuchte System sind hohe Blitzstromamplituden in Kombination mit hohen Werten von R_{F} mutmaßlich relevant, da diese für einen Rücküberschlag ausschlaggebend sind. Wie in [139] messtechnisch ermittelt und in Kapitel 3.2.3 beschrieben, sind aufgrund der Korrelationen zwischen I_{f} und S_{m} sowie t_{f} für $I_{\text{f}} = 150 \text{ kA}$ Stirnzeiten von mehreren Mikrosekunden zu erwarten. Aus diesen Gründen ist der Einfluss des Mastmodells auf das vorliegende Untersuchungsziel als gering zu bewerten.

Für alle nachfolgenden Untersuchungen wird das Modell (ii) genutzt.

Masterdung

Gemäß der relevanten Norm für Freileitungen *DIN EN 50341-1* [182] und der zugehörigen Nationalen Normativen Festlegungen *DIN EN 50341-2-4* [183] übernimmt die Masterdung drei Aufgaben: (i) Betriebserdung, (ii) Schutzerdung und (iii) Blitzschutzerdung. Während für die beiden erstgenannten Punkte im Wesentlichen der Ausbreitungswiderstand beziehungsweise die Erdungsimpedanz des Erders ausschlaggebend sind, ist bei der Ableitung von Blitzströmen die Stoßerdungsimpedanz relevant. Im Hinblick auf die Blitzschutzerdung eines Masts sind folgende zwei gegenläufige Phänomene bekannt: (i) Bodenionisation und (ii) frequenzabhängige, elektromagnetische Eigenschaften des Erders. Während die Bodenionisation bei hohen Ableitströmen im angrenzenden Erdreich einsetzt und den Übergangswiderstand zwischen Masterder und Erdreich reduziert [173, 202], können frequenzabhängige Effekte zu einer Zunahme der Stoßerdungsimpedanz bei Stromimpulsen mit Anstiegszeiten von wenigen Mikrosekunden führen [43, 44]. Beide Effekte werden im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt. Stattdessen wird der Modellierungsempfehlung aus [5] folgend ein konstanter Masterdungswiderstand R_{F} genutzt und im Wertebereich $1 \Omega - 70 \Omega$ variiert. Dieses Vorgehen

ermöglicht eine umfassende Bewertung von unterschiedlichen Erdungsbedingungen. An dieser Stelle sei erwähnt, dass in anderen Untersuchungen noch teils deutlich konservativere Annahmen hinsichtlich der Masterdung gewählt werden. So wird beispielsweise in [92] für ein teilverkabeltes HGÜ-Projekt in Schweden die Annahme $R_F = 100 \Omega$ getroffen.

3.2.5 Freileitungsisolator und Überschlagsmodell

Abbildung 3.11 (a) zeigt den Ausschnitt zwischen Masttraverse und Leiterseil, in welchem gegebenenfalls ein Rücküberschlag auftreten kann. Nachfolgend wird zuerst das Isolationsverhalten der untersuchten Anordnung bewertet und anschließend das entwickelte Überschlagsmodell vorgestellt.

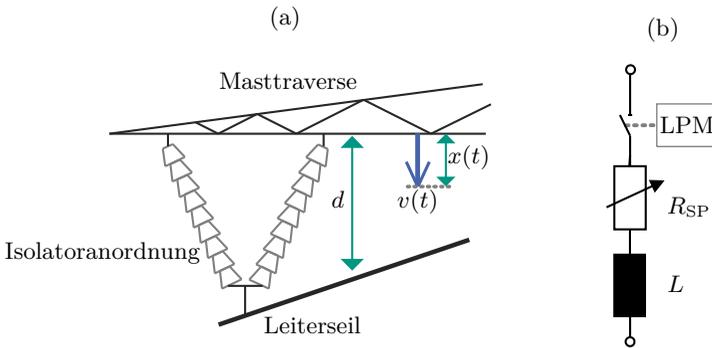


Abbildung 3.11: (a) Schematische Darstellung der Anordnung Masttraverse – Leiterseil, (b) Überschlagsmodell.

Isolationsverhalten der Anordnung Masttraverse-Leiterseil

In HGÜ-Systemen ist der maßgeblich dimensionierende Faktor bei der Auslegung der äußeren Isolation der zu erwartende Verschmutzungsgrad der Isolatoroberfläche [165]. Auf einer DC-Isolierung sammeln sich aufgrund der gleichbleibenden Polarität vermehrt Verschmutzungen im Vergleich zu einer AC-Isolierung unter sonst gleichen Umgebungsbedingungen an [187]. Wegen des verschlechterten Verschmutzungs- und Überschlagsverhaltens der äußeren Isolierung sind in DC-Systemen längere Kriechstrecken im Vergleich zu AC-Systemen bei vergleichbaren Systemspannungen erforderlich. In dem untersuchten 525-kV-System beträgt die Luftstrecke zwischen Masttraverse und Leiterseil $d = 6.5 \text{ m}$. Um das Isolationsverhalten der Anordnung Masttraverse-Leiterseil bei schnell ansteigenden Über-

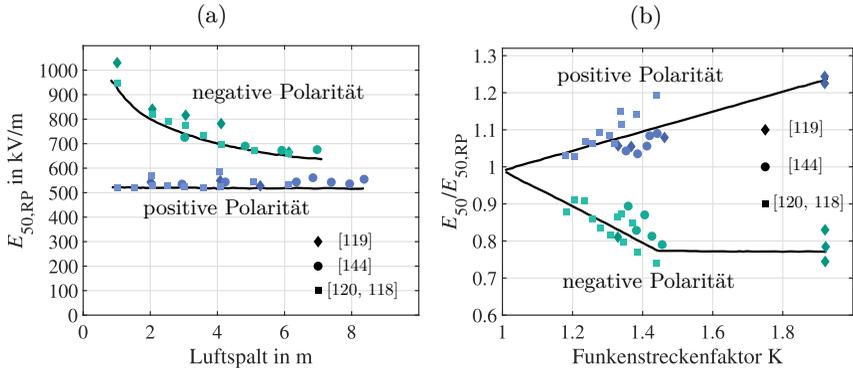


Abbildung 3.12: Eigene Darstellung basierend auf [178], Isolationsverhalten von Luftstrecken ohne Isolatoren bei genormter Blitzstoßspannung: (a) Mittlere Feldstärke bei 50%-Durchschlagsspannung in der Stab-Platte-Anordnung, (b) Verhältnis der mittleren Feldstärken bei 50 %-Durchschlagsspannung in abweichenden Streckenanordnungen.

spannungen abschätzen zu können, wird auf die zusammengefasste Auswertung in den technischen Broschüren [64, 178] auf Grundlage der experimentellen Untersuchungen von [118, 119, 120, 144] zurückgegriffen. Abbildung 3.12 (a) zeigt die mittlere Feldstärke bei 50 %-Durchschlagsspannung $E_{50,RP} = U_{50,RP}/d$ in der Stab-Platte-Anordnung (RP, engl. *rod-plane*) bei genormter Blitzstoßspannung als Funktion der Luftstrecke d . Es ist erkennbar, dass in der Stab-Platte-Anordnung $E_{50,RP}$ bei positiver Polarität kleinere Werte als bei negativer Polarität annimmt und nahezu unabhängig von der Länge der Luftstrecke ist. Bei negativer Polarität nimmt $E_{50,RP}$ mit zunehmender Luftstrecke ab. Abbildung 3.12 (b) zeigt die mittlere Feldstärke bei 50 %-Durchschlagsspannung einer beliebigen Luftstrecke E_{50} bezogen auf $E_{50,RP}$ in der Stab-Platte-Anordnung, dargestellt als Funktion des Funkenstreckenfaktors K . Nach [178] handelt es sich bei K um den Funkenstreckenfaktor, der für Schaltstoßspannungen definiert ist und den Einfluss der Anordnung auf die Festigkeit beschreibt¹¹. Für die untersuchte Anordnung Mast-traverse-Leitenseil wird K mittels [178] zu 1.5 abgeschätzt. Aus Abbildung 3.12 (b) ist ersichtlich, dass E_{50} bei positiver Polarität mit ansteigendem Funkenstreckenfaktor zunimmt, was gleichbedeutend mit einer Zunahme der Festigkeit bei Anordnungen abweichend zur Stab-Platte-Anordnung ist. Bei negativer Polarität ist ein gegenläufiger Zusammenhang feststellbar. Wie in [178] begründet, stellt daher bei langen Luftstrecken und hohen Funkenstreckenfaktoren ($K > 1.4$) die negative

¹¹ $K = 1$ entspricht der Stab-Platte-Anordnung.

Polarität die kritischere Polarität für einen Überschlag dar. Für eine Luftstrecke von $d = 6.5$ m ist in der Stab-Platte-Anordnung ein $E_{50,RP}$ von circa 640 kV/m bei negativer Polarität und von circa 520 kV/m bei positiver Polarität jeweils bei genormter Blitzstoßspannung zu erwarten. Mittels Abbildung 3.12 (b), folgt für die untersuchte Anordnung bei $K = 1.5$ somit ein Wert für E_{50} von circa 500 kV/m bei negativer Polarität und ein entsprechend höherer Wert von circa 580 kV/m bei positiver Polarität. Nach [186] ist bei der untersuchten Anordnung Masttraverse-Leiterseil der Einfluss der Isolatoren auf die Festigkeit nahezu vernachlässigbar, sodass in solchen Anordnungen die Festigkeit fast gleich der von Luftstrecken ist.

Überschlagsmodell

Gemäß der Norm zur Modellierung von elektrischen Netzwerken für numerische Untersuchungen zur Isolationskoordination *IEC 60071-4* [200] kann ein Isolatorüberschlag ausgelöst durch Blitzeinwirkung entweder durch eine Spannungs-Zeit-Kennlinie, durch das Spannungs-Zeit-Flächengesetz oder durch ein Leader Ausbreitungsmodell (LPM, engl. *Leader progression model*) abgebildet werden. Unter anderem aufgrund von Wanderwelleneffekten weicht die Spannungsform über dem Freileitungsisolator, die bei Blitzeinschlag in den Masten auftritt, deutlich von der genormten Blitzstoßspannung ab. Da Spannungs-Zeit-Kennlinien für Spannungsformen abweichend zur genormten Blitzstoßspannung hohe Ungenauigkeiten aufweisen und das Spannungs-Zeit-Flächengesetz nach [200] nur für kurze Luftstrecken ($d < 1.2$ m) empfehlenswert ist, wird für die untersuchte Anordnung auf ein LPM zurückgegriffen. Das LPM beschreibt die physikalischen Durchschlagsprozesse bei langen Luftstrecken. Demnach besteht die Zeit bis zum Durchschlag T_B (engl. *time to breakdown*) aus der Summe der Streamereinsatzzeit T_P (engl. *streamer onset time*), der Streamerentwicklungszeit T_S (engl. *streamer development time*), der Leaderentwicklungszeit T_L (engl. *leader development time*) und der Funkenaufbauzeit T_G (engl. *spark formation time*) [108]:

$$T_B = T_P + T_S + T_L + T_G. \quad (3.31)$$

Für den Anwendungsfall bei langen Luftstrecken kann die Zeit T_P vernachlässigt werden und daher die Zeit bis zum Durchschlag in guter Näherung durch die Summe von T_S und T_L abgeschätzt werden [108]. In der Literatur existieren zahlreiche Näherungen zur Berechnung von T_S und T_L basierend auf experimentellen Untersuchungen, wie die Zusammenfassung aus [146] zeigt. Für das implementierte LPM wird, analog zu der Modellierungsempfehlung aus [200], die Annahme getroffen, dass T_S abgeschlossen ist, sobald die mittlere Feldstärke in der Anordnung E_{50} überschreitet. Nachdem diese Leadereinsatzbedingung erfüllt ist, besteht nach [108] ein proportionaler Zusammenhang zwischen Leadergeschwindigkeit v_L und

anliegender Spannung:

$$v_L(t) = k_0 \cdot \left(\frac{u(t)}{d - x(t)} - E_0 \right). \quad (3.32)$$

Darin sind $E_0 = E_{50}$ die mittlere Feldstärke bei Einsatz des Leaders, $u(t)$ die aktuelle Spannung über der Luftstrecke, d die Länge der Luftstrecke und $x(t)$ die aktuelle Länge des Leaders, wie in Abbildung 3.11 (a) skizziert. Die Konstante k_0 wird basierend auf den experimentellen Untersuchungen von [146] an Verbundisolatoren zu $1.3 \text{ m}^2/(\text{kV}\cdot\text{ms})$ für negative Polarität gewählt. Der Überschlag ist erfolgt, sobald die Länge des Leaders x der Luftstrecke d entspricht: $x(t) = d$. Wie in Abbildung 3.11 (b) dargestellt, steuert das LPM in der EMT-Umgebung einen idealen Schalter, der im Falle des Überschlages schließt. In Netzwerksimulationen kann das Schließen eines idealen Schalters zu unplausiblen Spannungsgradienten zwischen zwei Zeitschritten führen. Um eine möglichst realitätsnahe Dämpfung nachzubilden, werden im implementierten Überschlagsmodell eine serielle Induktivität sowie ein Widerstand berücksichtigt. Die Induktivität des Lichtbogens wird mittels der Abschätzung aus [200] mit $1 \mu\text{H}/\text{m}$ zu $6.5 \mu\text{H}$ abgeschätzt. Der Funkenwiderstand R_{SP} des Lichtbogens wird mithilfe des Toeplerschen Funkenwiderstandsgesetzes berechnet [84]:

$$R_{\text{SP}}(t) = k_T \cdot \frac{l_{\text{SP}}}{Q_{\text{SP}}(t)} = k_T \cdot \frac{l_{\text{SP}}}{\int_{t_0}^t i(t) dt}, \quad (3.33)$$

mit der Toepler-Konstante k_T , der Länge des Lichtbogens $l_{\text{SP}} = d$ sowie dem Strom i durch den Lichtbogen. Die Berechnung beginnt zum Zeitpunkt des Überschlages t_0 mit einem sehr hohen Funkenwiderstand und erreicht nach der Funkenaufbauzeit T_G einen sehr geringen Endwert. Es wird angenommen, dass die gasabhängige, empirisch ermittelte Toepler-Konstante $0.5 \cdot 10^{-4} \text{ Vs/cm}$ beträgt und die Funkenaufbauzeit T_G 100 ns nicht überschreitet [84].

3.2.6 Freileitungsleiterseile

Für die Leiterseile wird ein Vierer-Bündel *ACSR Finch* nach *DIN EN 50182* [181] berücksichtigt. Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der Leiterseile sowie der Blitzschutzseile wird in Abhängigkeit der Geometrie- und Materialdaten mit dem ULM nachgebildet. Auf die Modellierung von zusätzlichen Dämpfungs- und Dispersionseffekten der Wanderwelle durch Korona-Entladungen entlang der Freileitungsstrecke wird aus folgenden Gründen verzichtet: (i) die Wegstrecke, entlang welcher Korona-Effekte auftreten können, ist gering, da der Blitzeinschlag in Spannfelder oder Masten in der Nähe zum Kabelübergang erfolgt, (ii) aufgrund der Beseilung mit einem Vierer-Bündel ist der effektive Radius und somit auch die Korona-Einsatzspannung hoch, (iii) eine Vernachlässigung von Korona-Effekten garantiert eine konservativere Berechnung der Überspannungen im Hinblick auf die Kabelisolation.

3.2.7 Kabelübergangsstation

Um das Kabelsystem vor Überspannungen zu schützen, sind an den Übergangsstationen Freileitung – Kabel Metalloxid-(MO-)Überspannungsableiter platziert. Deren Modellierung ist in Kapitel 3.2.8 beschrieben. An der Übergangsstation wird die Erdverbindung der Ableiter mit dem Kabelschirm verbunden und über die Erdungsanlage mit dem Erdungswiderstand R_{Station} geerdet, wie zu Beginn des Kapitels in Abbildung 3.5 skizziert. In der Regel ist es die Intention den Erdungswiderstand an der Übergangsstation durch bauliche Maßnahmen möglichst niederohmig zu realisieren. Daher wird R_{Station} zunächst zu $1\ \Omega$ gewählt. Zusätzlich wird die Sensitivität des Erdungswiderstandes an der Übergangsstation im Rahmen der parametrischen Studie in Kapitel 4.4.4 bewertet und R_{Station} im Wertebereich von $1\ \Omega - 10\ \Omega$ variiert.

3.2.8 Überspannungsableiter

Empfehlungen zur Auswahl und grundlegenden Auslegung von Überspannungsableitern sind in *DIN EN IEC 60099-5* [195] gegeben. Üblicherweise bestehen Verfahren zur Isolationskoordination aus einem iterativen Prozess, der eine optimierte Auslegung der Überspannungsableiter zur Folge hat [185, 186, 195]. Da das Hauptaugenmerk dieser Arbeit auf einer Analyse der Kabelbelastungen liegt, werden zur Transientenanalyse Kabelableiter mit technisch plausiblen Charakteristiken berücksichtigt, welche im Verlauf eines HGÜ-Projekts und den damit einhergehenden umfangreicheren Systeminformationen weiter optimiert werden können. Die nachfolgende Nomenklatur orientiert sich an der Norm für Metalloxidableiter an HGÜ-Stationen *DIN EN 60099-9* [188] sowie der technischen Broschüre [168]. Der Scheitelwert der Dauerspannung (CCOV, engl. *crest value of continuous operating voltage*), welche Sicherheitsmargen für Spannungsrippel, Harmonische sowie für die Messunsicherheit der DC-seitigen Spannungsteiler beinhaltet, beträgt für das untersuchte System 525 kV. Metalloxid-Überspannungsableiter zeigen neben der nichtlinearen U - I -Charakteristik ein frequenzabhängiges Verhalten. Dies hat zur Folge, dass die Restspannung, welche an den Klemmen eines Ableiters beim Fließen eines Stoßstromes auftritt, bei konstantem Scheitelwert des Ableitstroms von der Impulsform und der Anstiegszeit abhängig ist [168, 65]. Diese Eigenschaft ist insbesondere bei atmosphärischen Einwirkungen relevant, da die Schutzwirkung des Ableiters bei Impulsen mit Anstiegszeiten von wenigen Mikrosekunden abnimmt. Abbildung 3.13 (a) zeigt die U - I -Charakteristik einer einzelnen MO-Säule des implementierten Ableiters. Um die Schutzwirkung des Kabelableiters zu erhöhen, werden drei parallele Säulen berücksichtigt. Die Blitzstoß-Restspannung bei drei parallelen Säulen beträgt 842 kV für den Blitzstoß-Koordinierungsstrom von 10 kA mit einer Impulsform von $8/20\ \mu\text{s}$. Diese Spannung wird auch als Blitzstoß-Schutzpegel U_{pl} (LIPL, engl. *lightning impulse protective level*) bezeichnet. Bei einer steileren Impulsform von $1/2\ \mu\text{s}$ und einem Scheitelwert des Ableitstroms

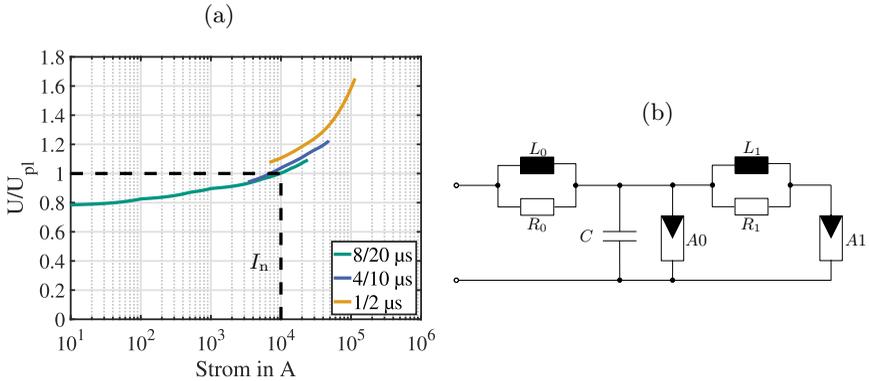


Abbildung 3.13: Implementierter Kabelableiter: (a) U - I -Charakteristik einer einzelnen MO-Säule bei unterschiedlichen Stoßströmen. Die Spannung ist normiert auf die Blitzstoß-Restspannung einer einzelnen MO-Säule $U_{pl} = 896$ kV bei Nennableitstrom $I_n = 10$ kA für einen $8/20 \mu\text{s}$ Impuls, (b) Frequenzabhängiges Ableitermodell nach [69].

von 10 kA erhöht sich die Restspannung auf 912 kV. Um in der EMT-Umgebung das frequenzabhängige Verhalten des Ableiters nachzubilden, wird die Ersatzschaltung aus Abbildung 3.13 (b) implementiert. Dieses Ableitermodell ermöglicht es, die U - I -Kennlinien von unterschiedlichen Stoßstromformen zu berücksichtigen. Die beiden Ableiter A_0 und A_1 des Modells sind durch R - L -Filter entkoppelt. Aufgrund des R - L -Filters ist bei sehr steilen Impulsen vor allem A_0 wirksam, wodurch eine höhere Restspannung abgebildet werden kann. Die Parametrierung des Modells erfolgt gemäß [69] und führt zu: $L_0 = 0.3 \mu\text{H}$, $R_0 = 167 \Omega$, $L_1 = 5 \mu\text{H}$, $R_1 = 108 \Omega$ und $C = 60$ pF. Eine zusätzliche Induktivität von $5 \mu\text{H}$ zur Repräsentation der Anschlussleitung mit einer Länge von circa 5 m wird in Serie zu dem Ableitermodell berücksichtigt und mit der Näherung von $1 \mu\text{H}/\text{m}$ nach [200] abgeschätzt.

3.2.9 Kabelsystem und Garnituren

Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der Kabelstrecke wird mit dem ULM aus Kapitel 3.1.2 nachgebildet. Da die maximale Länge pro Standardkabeltrommel für ein 525-kV-Kabel mit extrudierter Isolierung bei circa 1 bis 2 km liegt, ist für Landkabelsysteme eine erhebliche Anzahl an Verbindungsmuffen erforderlich [36]. Aus Sicht der EMT-Modellbildung ergeben sich bei Muffen folgende Fragen: (i) Einfluss der Muffe auf das Reflexionsverhalten, (ii) Behandlung

des Kabelschirms. Die Geometrie und Materialänderungen im Bereich der Muffe führen zu einer Zunahme des Wellenwiderstandes. Somit stellen Muffen Unstetigkeitsstellen des Wellenwiderstandes entlang der Kabelstrecke dar, wodurch grundsätzlich Auswirkungen auf das Reflexionsverhalten zu erwarten sind. Nach [159] kann in der Regel für das Verhältnis zwischen dem Wellenwiderstand der Muffe Z_j und des Kabels Z_c folgende typische Abschätzung getroffen werden:

$$\frac{Z_j}{Z_c} < 1.45. \quad (3.34)$$

Für das untersuchte Kabelsystem ist zu erwarten, dass sich eine Muffe über eine Länge l_j von maximal 5 m erstreckt [52, 137, 159]. Die nachfolgende Abschätzung soll über das Reflexionsverhalten an Muffen Aufschluss geben. Die Laufzeit τ_j der Wanderwelle entlang der Muffe kann mit

$$\tau_j = \frac{l_j}{c_0} \cdot \sqrt{\mu_r \cdot \varepsilon_r}. \quad (3.35)$$

abgeschätzt werden und liegt für $l_j = 5 \text{ m}$, $\mu_r = 1$ und $\varepsilon_r = 2.3$ bei circa 25 ns. Sofern für die Anstiegszeit einer Wanderwelle T_P die Bedingung

$$T_P \gg \tau_j \quad (3.36)$$

gilt, stellt die Muffe eine elektrisch kurze Leitung dar. Die Bedingung aus Gleichung (3.36) ist für die untersuchten Vorgänge dieser Arbeit erfüllt. Im Rahmen der Abschlussarbeit [238] wurde nachgewiesen, dass eine Berücksichtigung von Muffen in der EMT-Umgebung durch zusätzliche Stoßstellen des Wellenwiderstandes keinen nennenswerten Einfluss auf die auftretenden Reflexionsvorgänge und somit auch auf die Überspannungswerte entlang der Kabelstrecke zur Folge hat. Da diese Erkenntnis in Übereinstimmung mit [159] ist, wird auf eine detaillierte Nachbildung der Muffen in der EMT-Umgebung verzichtet. Es wird angenommen, dass der Kabelschirm an Verbindungsmuffen durchgeführt wird und im Abstand von 2.5 km, also circa an jeder zweiten Muffe, geerdet ist. Die Erdung des Kabelschirms ist über konzentrierte R - L Elemente mit $L_{\text{Shield}} = 5 \mu\text{H}$ und dem lokalen Erdungswiderstand $R_{\text{Shield}} = 5 \Omega$ abgebildet. Der Einfluss der Schirmerdung wird in Kapitel 4.4 bewertet. Auch der Kabelendverschluss stellt für schnell veränderliche Vorgänge eine elektrisch kurze Leitung dar. Eine explizite Modellierung des Kabelendverschlusses, beispielsweise durch schrittweises Annähern der Wellenwiderstände von Freileitung und Kabel, zeigt daher de facto keine Auswirkung auf das Reflexionsverhalten von schnell veränderlichen Vorgängen an der Übergangsstelle von Freileitung zu Kabel.

3.3 Modellbildung zur Analyse von inneren Überspannungen

Dieses Kapitel zeigt die erforderliche Modellierungstiefe der Systemkomponenten zur Analyse von inneren Überspannungen auf. Im Gegensatz zu den schnell veränderlichen Vorgängen aus Kapitel 3.2 muss nun das vollständige Übertragungssystem adäquat berücksichtigt werden. In Hinblick auf die erforderliche Systemmodellierung kann mit Einschränkungen auf die Norm zur Isolationskoordination von netzgeführten HGÜ-Stromrichterstationen *DIN EN 60071-5* [187] zurückgegriffen werden.

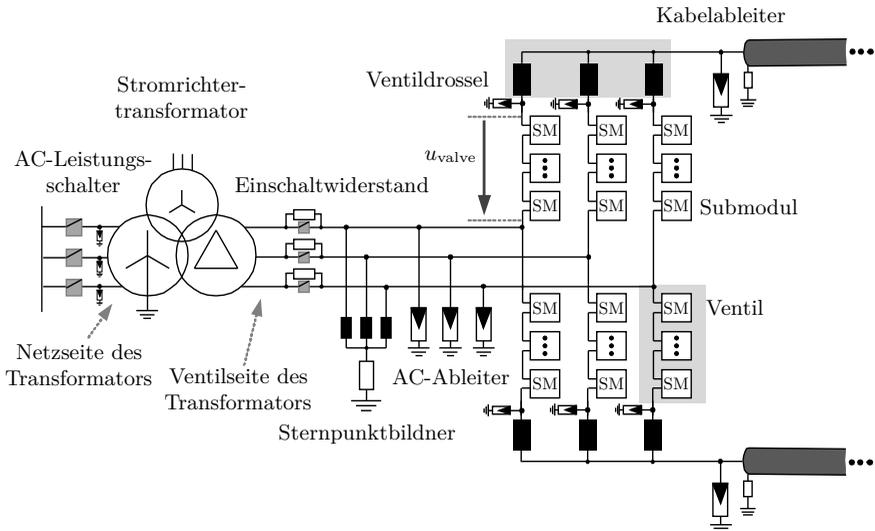


Abbildung 3.14: Exemplarische HGÜ-Umrichterstation in der Systemkonfiguration symmetrischer Monopol.

3.3.1 Umrichterstation

Abbildung 3.14 zeigt eine exemplarische HGÜ-Umrichterstation in der Systemkonfiguration symmetrischer Monopol. Die Betriebsmittel der Station müssen im relevanten Frequenzbereich von langsam ansteigenden¹² und temporären Über-

¹²Ausnahme stellen Kabelfehler in der Nähe der Station dar. In solchen Fällen treten entlang der Kabelstrecke des fehlerbehafteten DC-Pols schnell veränderliche Ausgleichsvorgänge auf.

spannungen modelliert werden. Die Station verfügt über eine Erdungsanlage, an welcher sämtliche geerdeten Betriebsmittel, wie beispielsweise Überspannungsableiter, Kabelschirme und Sternpunkte, angeschlossen sind. Da an der Station in der Regel großflächige Erdungsanlagen zum Einsatz kommen, wird der Erdungswiderstand in den Simulationen zu $R_{\text{Station}} = 100 \text{ m}\Omega$ gewählt.

3.3.2 Submodul und Umrichterventil

Aufgrund der stetig zunehmenden Anzahl an realisierten HGÜ-Projekten basierend auf der MMC-Technik und der damit einhergehenden Relevanz einer adäquaten Modellierung des MMCs in Netzstudien sind in der Literatur sowie in kommerziellen Softwaretools eine Vielzahl an Modellen verfügbar. Eine Klassifizierung der Modelle entsprechend des Studienziels und der Modellierungsgüte erfolgt in [171] und ist in Tabelle 3.4 zusammengefasst. Aufgrund der hohen Anzahl an leistungselektronischen Komponenten in HGÜ-Umrichtern stellt eine adäquate Modellauswahl einen Kompromiss zwischen Detailgrad und Rechenzeit dar. Während Modelle vom *Typ 1* vor allem von Umrichterherstellern in der Auslegungsphase der leistungselektronischen Komponenten genutzt werden, sind diese für umfangreiche Systemstudien aufgrund des hohen Detailgrads und der

Tabelle 3.4: Klassifizierung der Modellierungsgüte von HGÜ-Umrichterventilen nach [171]

Detailgrad	Bezeichnung (engl.)	Anwendbarkeit/Studienziel
<i>Typ 1</i>	Full physics based models	Schaltungssimulationen einzelner Submodule, Auslegung der Leistungshalbleiter
<i>Typ 2</i>	Full detailed models	Analyse Submodul-interner Fehler, Validierung von vereinfachten Modellen
<i>Typ 3</i>	Models based on simplified switchable resistances	Analyse Submodul-interner Fehler, Validierung von vereinfachten Modellen
<i>Typ 4</i>	Detailed equivalent circuit models	Analyse von AC und DC seitigen Fehlern
<i>Typ 5</i>	Average value models	Analyse von AC-DC Interaktionen, Harmonische Studien
<i>Typ 6</i>	Simplified average value models	Analyse von Umrichter-fernen EMT-Vorgängen
<i>Typ 7</i>	RMS load-flow models	Leistungsfluss

damit verbundenen Rechenzeit nicht anwendbar. Für Systemstudien zur Analyse von AC- und DC-seitigen Fehlern werden die IGBTs und Dioden üblicherweise durch Ersatzwiderstände, die je nach Schaltzustand und Stromrichtung die Durchlass- oder Sperrwiderstände repräsentieren, abgebildet, siehe Abbildung 3.15 (Detailgrad: *Typ 3 - 4*). Nachfolgend wird für ein Submodul in Halbbrücken-Topo-

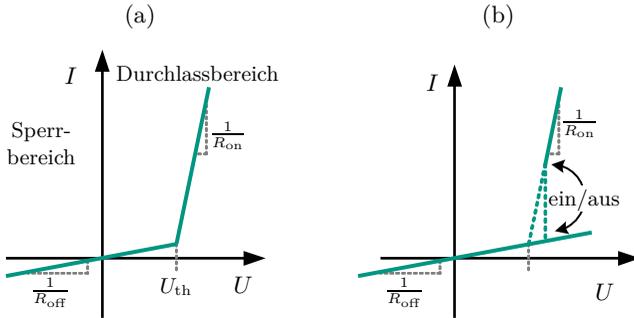


Abbildung 3.15: Vereinfachte Strom-Spannungs-Kennlinie durch Ersatzwiderstandsgeraden nach [94]: (a) Diode, (b) IGBT.

logie gemäß Abbildung 3.16 (a) beziehungsweise für ein Ventil die Modellierung als *Typ 3* beziehungsweise als *Typ 4* in EMT-Software basierend auf [39, 171] aufgezeigt. Wie bereits in Kapitel 2.3.2 erwähnt, kommt in der Halbbrücken-Topologie üblicherweise ein Bypass-Thyristor zum Einsatz, um im Fehlerfall nach Blockieren der IGBTs die Freilaufdiode von S2 vor Überströmen zu schützen [28]. Da bei EMT-Systemstudien nicht die submodulinterne Auslegung beziehungsweise die Stromaufteilung zwischen Diode und Bypass-Thyristor im Vordergrund steht, wird der Thyristor üblicherweise nicht simulativ berücksichtigt [171]. Die Differentialgleichung des Stromes durch den Submodulkondensator ist:

$$i_C(t) = C \cdot \frac{du_C}{dt}. \quad (3.37)$$

Durch Integration ergibt sich die Spannung:

$$u_C(t) = \frac{1}{C} \int_{t-\Delta t}^t i_C dt + u_C(t - \Delta t). \quad (3.38)$$

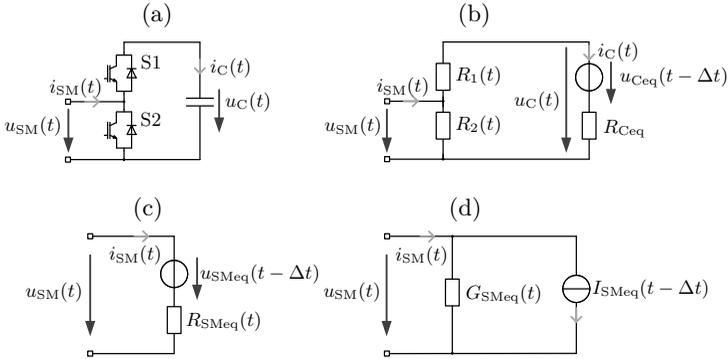


Abbildung 3.16: Modellbildung eines Submoduls in EMT-Software: (a) Halbbrücke, (b) Zeitdiskretisierung, (c) Thévenin-Ersatzschaltung, (d) Norton-Ersatzschaltung.

Mittels der Trapezregel kann das Integral in Gleichung (3.38) approximiert werden [149]:

$$\begin{aligned} u_C(t) &= \frac{\Delta t}{2 \cdot C} \cdot \left[i_C(t) + i_C(t - \Delta t) \right] + u_C(t - \Delta t) \\ &= R_{Ceq} \cdot i_C(t) + u_{Ceq}(t - \Delta t). \end{aligned} \quad (3.39)$$

Somit kann der Submodulkondensator durch die Reihenschaltung einer Spannungsquelle u_{Ceq} , die nur von Strom- und Spannungswerten vorangegangener Zeitschritte abhängig ist, und eines Ersatzwiderstands abgebildet werden, siehe Abbildung 3.16 (b). Der Ersatzwiderstand $R_{Ceq} = \frac{\Delta t}{2 \cdot C}$ ist abhängig von der tatsächlichen Kapazität und der Simulationsschrittweite Δt . Die zeitabhängigen Widerstände $R_1(t)$ und $R_2(t)$ müssen entsprechend der Gate-Signale der IGBTs sowie der Polarität von i_{SM} ermittelt werden. Aus Abbildung 3.16 (b) berechnet sich der Strom durch ein Submodul zu:

$$i_{SM}(t) = \frac{u_{SM}(t)}{R_2(t)} + \frac{u_{SM}(t) - u_{Ceq}(t - \Delta t)}{R_1(t) + R_{Ceq}}. \quad (3.40)$$

Durch Umformen folgt für die Spannung:

$$\begin{aligned} u_{SM}(t) &= i_{SM}(t) \frac{R_2(t) \cdot [R_1(t) + R_{Ceq}]}{R_1(t) + R_2(t) + R_{Ceq}} + u_{Ceq}(t - \Delta t) \frac{R_2(t)}{R_1(t) + R_2(t) + R_{Ceq}} \\ &= i_{SM}(t) \cdot R_{SMeq}(t) + u_{SMeq}(t - \Delta t). \end{aligned} \quad (3.41)$$

Das Klemmenverhalten eines Submoduls kann daher als Reihenschaltung einer Spannungsquelle u_{SMeq} , deren Wert von vorangegangenen Zeitschritten abhängt,

und eines zeitabhängigen Widerstands R_{SMeq} angesehen werden, siehe Abbildung 3.16 (c). Durch Umformen von Gleichung (3.41) kann eine äquivalente Norton-Ersatzschaltung – die erforderliche Darstellung für Solver von EMT-Software – angegeben werden, siehe Abbildung 3.16 (d). Ein *Typ 4* Modell fasst im nächsten Schritt die Submodule eines Ventils zusammen. So kann mit analogem Vorgehen die Spannung u_{valve} zwischen den Anschlüssen eines Ventils bestehend aus N Submodulen aus einer Serienschaltung der Submodule angegeben werden:

$$\begin{aligned} u_{\text{valve}}(t) &= \left[\sum_{i=1}^N R_{\text{SMeq},i}(t) \right] \cdot i_{\text{SM}}(t) + \sum_{i=1}^N u_{\text{SMeq},i}(t - \Delta t) \\ &= R_{\text{valve,eq},i}(t) \cdot i_{\text{SM}}(t) + u_{\text{valve,eq},i}(t - \Delta t), \end{aligned} \quad (3.42)$$

wobei die Schaltzustände jedes einzelnen Submoduls in $R_{\text{SMeq},i}$ berücksichtigt sind. Entsprechend Gleichung (3.42) kann jedes Ventil durch die Ersatzschaltung einer Quelle $u_{\text{valve,eq},i}$ und eines Ersatzwiderstands $R_{\text{valve,eq},i}$, die beide in jedem Zeitschritt erneut ermittelt werden, abgebildet werden. Diese Darstellung ermöglicht bei Umrichtern für HGÜ-Anwendungen, die üblicherweise aus mehreren hundert Submodulen pro Ventil bestehen, eine signifikante Reduktion der elektrischen Knoten und folglich auch der Rechenzeit. Trotz der gewählten Darstellung kann in jedem Zeitschritt der momentane Ladezustand jedes einzelnen Submoduls berücksichtigt werden. Die eigentliche Herausforderung aus Sicht der EMT-Modellierung besteht, insbesondere bei Blockieren der IGBTs, in der korrekten Bestimmung von $R_1(t)$ und $R_2(t)$, da deren Werte von der Polarität des momentanen Submodulstroms $i_{\text{SM}}(t)$ abhängen. Die exakten Zeitpunkte der Kommutierung werden üblicherweise mit iterativen Verfahren, die je nach genutzter EMT-Software und verwendetem Solver unterschiedlich ausfallen können, bestimmt. Ein Überblick zu gängigen EMT-Softwaretools und deren Genauigkeit bei der Simulation von leistungselektronischen Komponenten ist in [140] verfügbar. So wird beispielsweise in EMTP-RV bei einem Wechsel des Schaltzustands für den nächsten Simulationsschritt vom Trapez-Verfahren auf das implizite Euler-Verfahren gewechselt [124]. PSCAD/EMTDC hingegen nutzt eine lineare Interpolation zwischen zwei Simulationsschritten, um den exakten Kommutierungszeitpunkt des Stromes zu ermitteln, siehe [3, 149] für umfassende Erklärungen. Im Rahmen der CIGRE-Aktivitäten erfolgte ein Modellbenchmark eines *Typ 4* Modells mit nichtlinearen Diodenkennlinien aus EMTP-RV und eines *Typ 4* Modells aus PSCAD/EMTDC [233]. Da das transiente Systemverhalten infolge von AC- und DC-seitigen Fehlern bei beiden Modellen nahezu äquivalent ist, wird für alle weiteren Untersuchungen ein *Typ 4* Modell aus PSCAD/EMTDC genutzt.

3.3.3 Ventildrossel

Die Ventildrosseln beziehungsweise etwaige Gleichstromdrosseln werden als trockenisolierte Luftdrosselpulen ausgeführt [135]. Wie in Abbildung 3.17 (a) skiz-

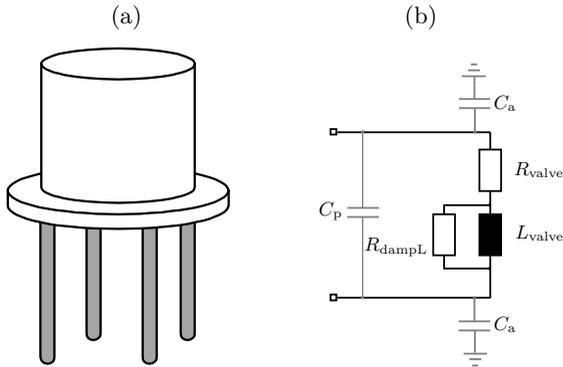


Abbildung 3.17: Modellierung der Ventildrossel: (a) Skizze, (b) Ersatzschaltung.

ziert, sind diese auf Stützisolatoren angeordnet und können entsprechend der Projektanforderungen entweder im Freien oder in einer zusätzlichen Halle platziert sein. In der Ersatzschaltung wird neben der Induktivität L_{valve} der Ventildrossel und dem Widerstand der Wicklungen R_{valve} ein zusätzlicher hochohmiger Widerstand R_{dampL} zur Dämpfung etwaiger numerischer Oszillationen berücksichtigt. Dieser wird entsprechend der Modellierungsempfehlung aus [200] mittels der Abschätzung $R_{\text{dampL}} = 5.4 \dots 9.4 \cdot (2L_{\text{valve}})/\Delta t$ bestimmt. Wie die Messdaten aus [22, 147] zeigen, liegen die in Abbildung 3.17 (b) angedeuteten Streukapazitäten entsprechend der geometrischen Abmessungen üblicherweise im Bereich einiger hundert Picofarad. Für die nachfolgend untersuchten, langsam veränderlichen Ausgleichsvorgänge haben die Streukapazitäten der Ventildrosseln keinen Einfluss und können vernachlässigt werden.

3.3.4 Stromrichtertransformator

Es wird eine typische Konfiguration der HGÜ-Stromrichtertransformatoren bestehend aus mehreren getrennten Einheiten von Einphasen-Dreiwicklungstransformatoren berücksichtigt. In bipolaren Systemen wird auf der Ventilseite der Transformatoren die AC-Spannung von einer Gleichspannungskomponente überlagert. Diese systembedingte Gleichspannungskomponente ist im symmetrischen Monopol zwar nicht existent, jedoch verursacht auch dort die Injektion der dritten Harmonischen eine Nullkomponente der Spannung auf der Ventilseite¹³. Daher ist in beiden Systemkonfigurationen auf der Ventilseite ein Nullsystem mit hochohmiger

¹³Im symmetrischen Betrieb stellt die dritte Harmonische eine Nullkomponente dar.

Impedanz erforderlich. Dies wird entweder durch eine Dreiecksschaltung der Einheiten auf Ventilseite (SMP und RBP) oder stattdessen durch eine Sternschaltung (SMP), deren Sternpunkt über einen Überspannungsableiter hochohmig geerdet ist, realisiert. Auf der Netzseite sind die Einheiten in Sternschaltung mit geerdetem Sternpunkt verschaltet. Prinzipiell existieren in der Literatur eine Vielzahl von EMT-Modellierungsempfehlungen für Transformatoren, die in Abhängigkeit des Frequenzbereichs des zu untersuchenden Vorgangs gewählt werden können, siehe [97, 98, 162]. Tatsächlich können jedoch in der Regel die Transformator-Modelle für Frequenzen oberhalb von circa 3 kHz kaum verlässlich parametrierbar werden, da ab solchen Frequenzen das Übertragungsverhalten durch parasitäre Elemente beeinflusst wird [98]. Die ab diesen Frequenzen relevanten Parameter, wie beispielsweise die verteilten Streukapazitäten zwischen den einzelnen Wicklungen oder zwischen Wicklung und geerdeten Teilen, sind maßgeblich von der projektspezifischen Bauform des Transformators abhängig und können daher de facto nur über Messungen bestimmt werden [56, 98]. Abbildung 3.18 zeigt eine vereinfachte Ersatzschaltung des berücksichtigten Transformator-Modells. Für das

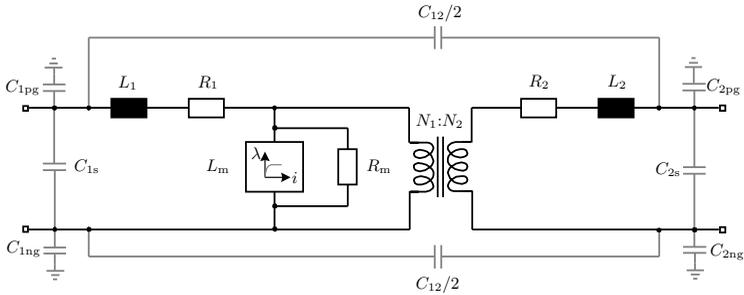


Abbildung 3.18: T-Ersatzschaltbild eines Einphasen-Transformators mit externem Kapazitätsnetzwerk nach [98, 170].

primäre Untersuchungsziel dieser Arbeit ist das Übertragungsverhalten der Transformatoren für schnell veränderliche Vorgänge nicht von Interesse, da Fehler auf der Netzseite der Transformatoren als unkritisch für das HGÜ-Kabelsystem angesehen werden und daher auch nicht weiter berücksichtigt sind. Um den Einfluss der Streukapazitäten der Transformatoren im Fehlerfall auf die im Vordergrund dieser Arbeit stehenden DC-Spannungsbeanspruchungen abschätzen zu können, wurde zunächst das externe Kapazitätsnetzwerk aus Abbildung 3.18 berücksichtigt. Die kapazitive Kopplung wurde mittels den eingangsseitigen Reihenkapazitäten der Wicklungen C_{1s} und C_{2s} , den Koppelkapazitäten zwischen der Netz- und ventilseitigen Wicklung C_{12} sowie den Streukapazitäten zwischen Wicklung und

geerdeten Teilen C_{1pg} , C_{1ng} sowie C_{2pg} , C_{2ng} modelliert. Die Streukapazitäten wurden auf Grundlage der Messdaten aus [172] an vergleichbaren Yd-Transformatoren einer netzgeführten HGÜ-Verbindung abgeschätzt. Da kein nennenswerter Einfluss von den Streukapazitäten der Transformatoren auf die DC-seitigen Spannungsbeanspruchungen während der relevanten Fehlerereignisse feststellbar war, wurde die Modellierung einer kapazitiven Übertragung der Transformatoren nicht weiter verfolgt. Etwaige Sättigungseffekte des Eisenkerns werden durch die variable Induktivität L_m mittels des in [128] entwickelten Verfahrens abgebildet. Die Parametrierung der Transformator-Modelle sind in Tabelle A.3 in Anhang A zusammengefasst.

3.3.5 Weitere Komponenten

Sternpunktbildner

Ein Sternpunktbildner (engl. *star-point reactor*) stellt beim symmetrischen Monopol für Transformator-Schaltgruppen mit ventilseitiger Dreieckswicklung eine Möglichkeit zur Symmetrierung der DC-seitigen Spannungen gegenüber dem Erdpotential dar [156]. Der Sternpunktbildner ist in der zu Beginn von Kapitel 3.3 gezeigten Übersichtsgrafik in Abbildung 3.14 eingezeichnet. Die in Sternschaltung angeordneten Luftdrosselspulen verfügen bei der Grundschiwingung der AC-Spannung über eine hochohmige Impedanz. Der an den Sternpunkt angeschlossene Widerstand kann im Bereich einiger Kiloohm liegen und ist folglich um mehrere Größenordnungen kleiner als DC-seitige Isolationswiderstände. Dadurch wird eine Symmetrierung der DC-seitigen Spannungen erzielt. Nachfolgend wird in Anlehnung an [25] die Induktivität der Luftdrosselspulen zu 6500 H und der Widerstand zu 4.5 k Ω gewählt. Es sei an dieser Stelle vorweggenommen, dass der Einfluss des *star-point reactors* in den untersuchten Fehlerfällen aufgrund dessen hoher Impedanz marginal ist.

Überspannungsableiter

Sämtliche Betriebsmittel der Station sowie die Kabelstrecke werden durch Überspannungsableiter geschützt. Im Gegensatz zu der erforderlichen Modellierungstiefe bei schnell veränderlichen Vorgängen aus Kapitel 3.2.8 können für den nun zu untersuchenden Frequenzbereich die frequenzabhängigen Eigenschaften der Ableiter vernachlässigt werden. Stattdessen wird lediglich die U - I Kennlinie des Ableiters bei Beanspruchung mit dem Schaltstoßstrom mit einer Impulsform von von 30/60 μ s hinterlegt. Üblicherweise besteht die Herangehensweise der Ableiterdimensionierung darin, die niedrigste U - I Kennlinie zur Abschätzung des erforderlichen Energieaufnahmevermögens und die maximale U - I zur Bestimmung des Schutzpegels zu wählen [187]. Da der Fokus auf einer Analyse der Kabelbelastungen liegt und nicht auf einer optimierten Ableiterdimensionierung, werden

technisch plausible Ableitercharakteristiken berücksichtigt, welche im Verlauf eines HGÜ-Projekts gegebenenfalls weiter optimiert werden können. Die relevanten Parameter, wie CCOV und Schaltstoßschutzpegel (SIPL, engl. *switching impulse protective level*) sind für die berücksichtigten Ableitertypen in Tabelle A.4 in Anhang A aufgeführt. Grundlegende Dimensionierungsaspekte der relevanten Ableiter werden in Kapitel 5 diskutiert. Die Induktivitäten der Anschlussleitungen werden mit der Näherung von $1 \mu\text{H}/\text{m}$ aus [200] abgeschätzt.

HGÜ-Kabelsystem

Das frequenzabhängige Übertragungsverhalten der Kabelstrecke wird, wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, mittels des ULM abgebildet. Entlang der Kabelstrecke wird der Kabelschirm durchverbunden und im Abstand von 5 km über konzentrierte R - L Elemente mit $R_{\text{SJ}} = 5 \Omega$ und $L = 5 \mu\text{H}$ geerdet. An den Kabelendverschlüssen an der Station erfolgt die Erdung des Kabelschirms über die Stationserdung mit $R_{\text{station}} = 0.1 \Omega$.

Weitere DC-Betriebsmittel der Station

Aus Gründen der Funktionalität sind an einer HGÜ-Station weitere DC-Betriebsmittel, wie Messwandler, Spannungsteiler oder Trenn- und Erdungsschalter erforderlich [175]. Für die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Ausgleichsvorgänge können jedoch deren Funktionalität sowie deren parasitären Einflüsse weitestgehend vernachlässigt werden. An dieser Stelle sei erwähnt, dass das Stationsdesign des Umrichter-Herstellers [115] zusätzliche DC-Pol Kondensatoren vorsieht, die zwischen dem jeweiligen DC-Pol und Erde geschaltet sind. Je nach Auslegung der DC-Pol Kondensatoren können diese bei schnell veränderlichen Vorgängen, beispielsweise bei stationsnahen Kabelfehlern, einen relevanten Einfluss auf das Systemverhalten haben.

AC-Leistungsschalter und Einschaltwiderstände

Die AC-Leistungsschalter sind auf der Netzseite der Transformatoren angeordnet und bestehen aus idealen Schaltern, die im ersten Stromnulldurchgang nach einem Schaltbefehl die jeweilige Phase des AC-Netzes von der Station abtrennen. Der Schaltbefehl erfolgt mit einer Verzögerung von 80 ms nach Auslösen des Schutzes. Dieser Wert stellt eine konservative Abschätzung der Ausschaltzeit, also dem Zeitintervall zwischen der Öffnungszeit des mechanischen Schalters bis zur Gesamt-Lichtbogenzeit eines Leistungsschalters dar [190]. Da alle untersuchten Fehlerereignisse im stationären Betrieb des HGÜ-System auftreten, sind die Einschaltwiderstände bereits überbrückt und können vernachlässigt werden.

AC-Netz

Das AC-Netz wird durch eine äquivalente Netznachbildung modelliert. Sofern nicht anderweitig gekennzeichnet, wird ein sehr starkes AC-Netz mit einer Kurzschlussleistung von 45 GVA und einem X/R von 10 berücksichtigt. Dies stellt in Hinblick auf die Analyse der Spannungsbeanspruchungen eine konservative Annahme dar.

3.4 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Die vorgestellte EMT-Modellbildung und Parameteridentifikation stellt eine fundierte Grundlage für alle nachfolgenden Untersuchungen zu den Spannungsbeanspruchungen an HGÜ-Kabelsystemen dar. Tabelle 3.5 gibt einen abschließenden Überblick zur Modellierung der wesentlichen Systemkomponenten. Die im Rahmen dieses Kapitels erarbeiteten Modellierungsempfehlungen als auch die Identifikation der relevanten Systemkomponenten und deren Parametrierung können für weiterführende Forschungsarbeiten im Themengebiet von EMT-Vorgängen in HGÜ-Systemen einen wertvollen Beitrag leisten.

Tabelle 3.5: Überblick zur erforderlichen Modellierung der Systemkomponenten zur Analyse von Spannungen und Überspannungen entlang von HGÜ-Kabelsystemen.

Systemkomponente	Äußere Überspannungen	Innere Überspannungen
HGÜ-Kabelsystem:		
• Leitungsmodellierung relevanter Bereich	frequenzabhängig FFO	frequenzabhängig TOV, SFO, teils FFO
• Ableitbelag	nicht erforderlich	erforderlich bei TOV
• Schirmerdung	erforderlich	teils erforderlich
• Muffen	nur Schirmerdung	nur Schirmerdung
DC-Betriebsmittel:		
• Freileitungsmasten	erforderlich	nicht erforderlich
• Masterdung	erforderlich	nicht erforderlich
• Überschlagsmodell	erforderlich	nicht erforderlich
• Kabelableiter	frequenzabhängig	30/60 μ s-Kennlinie
Stationskomponenten:		
• Ventile	nicht erforderlich	Typ 2 bis Typ 4
• Ableiter	nicht erforderlich	30/60 μ s-Kennlinie
• Streukapazitäten	nicht erforderlich	teils (DC-Komponenten)
• Transformator	nicht erforderlich	mit Sättigung

Kapitel 4

EMT-Ausgleichsvorgänge bei äußeren Überspannungen

“Thunder is impressive, but it is lightning that does all the work.“

— Marc Twain

4.1 Stand des Wissens

Seit jeher stellt das Themengebiet von Blitzüberspannungen einen wesentlichen Bemessungsfaktor für die Isolationskoordination der an Freileitungen angrenzenden Betriebsmittel dar [64, 186]. Dementsprechend wurden für AC-Kabelsysteme innerhalb der letzten Jahrzehnte in regelmäßigen Abständen projektbezogene Studien und Untersuchungen mit einem Fokus auf äußere Überspannungen bei Teilverkabelung publiziert [20, 46, 68, 158, 159]. In Hinblick auf teilverkabelte HGÜ-Systeme existieren nur wenige Beiträge mit einem Schwerpunkt auf Blitzüberspannungen. Der kürzlich erschienene Herstellerbeitrag [129] stellt für ein spezifisches HGÜ-Projekt die potentiell auftretenden Blitzüberspannungen an der Kabelstrecke vor. Eine Untersuchung von äußeren Überspannungen in Mischübertragungssystemen bestehend aus gasisolierten Rohrleitern in Kombination mit Freileitungen erfolgt in [41]. Da relevante Normen für HGÜ-Kabelsysteme [164, 197] die Festlegung des erforderlichen Spannungspegels der Blitzstoßspannungsprüfung für den Verhandlungsprozess zwischen Anlagenbetreiber und Kabelleiferant offen lassen, ist eine Analyse des grundlegenden Systemverhaltens infolge eines Blitzereignisses sowie eine fundierte Bewertung der auftretenden Überspannungen entlang der Kabelstrecke von hoher Relevanz. In den eigenen Veröffentlichungen in *Transaction on Power Delivery* [210], *CIGRE International*

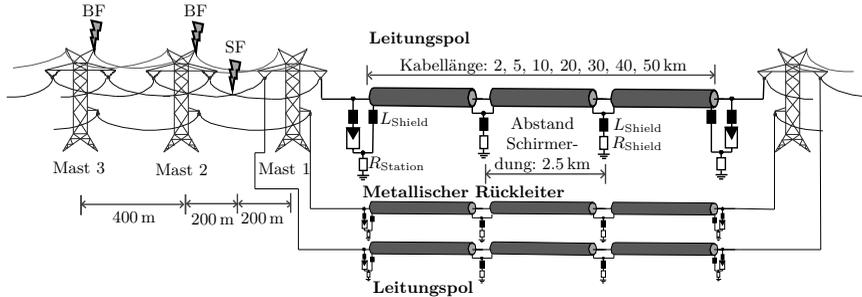


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der untersuchten Anordnung Freileitung - Kabel - Freileitung.

Colloquium on Lightning and Power Systems [216] und *International Conference on Power Systems Transients* [215] liegt der Fokus auf der erforderlichen EMT-Modellierungsgüte sowie auf einer Analyse von Blitzüberspannungen in HGÜ-Kabelsystemen und einer Diskussion von möglichen Schutzmaßnahmen. Das nachfolgende Kapitel 4 beschreibt zuerst die grundlegende Wellenausbreitung und den Aufbau der Überspannung infolge eines Blitzeinschlags im Freileitungsbereich. Anschließend werden die betragsmäßig maximalen Blitzüberspannungen entlang des Kabelsystems systematisch analysiert und der Einfluss von projektspezifischen Parametern bewertet. Auf dieser Grundlage können dann Handlungsempfehlungen für zukünftige teilverkabelte HGÜ-Projekte getroffen werden. Ausgangspunkt der nachfolgenden Analysen stellt die in Abbildung 4.1 gezeigte Anordnung Freileitung - Kabel - Freileitung dar. Die Nenn-Betriebsspannung U_0 beträgt 525 kV. Sämtliche Komponenten sind gemäß der Beschreibung aus Kapitel 3.2 modelliert. Die ersten fünf Masten, die auf beiden Seiten an die Kabelstrecke angrenzen, sind in den EMT-Modellen berücksichtigt. Die Länge des an Mast 5 angrenzenden Spannungsfeldes ist so gewählt, dass keine weiteren Reflexionen an Stoßstellen links von Mast 5 während der Simulationszeit auftreten. Es wird angenommen, dass die Abschirmfehler (SF) in der Mitte des ersten Spannungsfeldes auftreten. Um den Einfluss des Auftretsortes von Rücküberschlägen zu beurteilen, werden Blitzeinschläge in die Masten 2 und 3 untersucht. An Mast 1 ist aufgrund der dort platzierten Überspannungsableiter kein Rücküberschlag zu erwarten. Die Kabelsystemlänge wird im Bereich von 2 km – 50 km variiert. Die Ergebnisse werden für zwei unterschiedliche Mastaufbauten, die sich in der Anzahl ihrer Erdseile unterscheiden, vorgestellt.

4.2 Klassifizierung von Blitzüberspannungen in HGÜ-Kabelsystemen

Im Rahmen dieser Arbeit wird die entlang der Kabelstrecke auftretende Blitzüberspannung mit dem Spitzenwert U_P entsprechend ihrer Polarität im Vergleich zur Polarität der Betriebsspannung U_0 klassifiziert, siehe Abbildung 4.2. Bei Impuls-

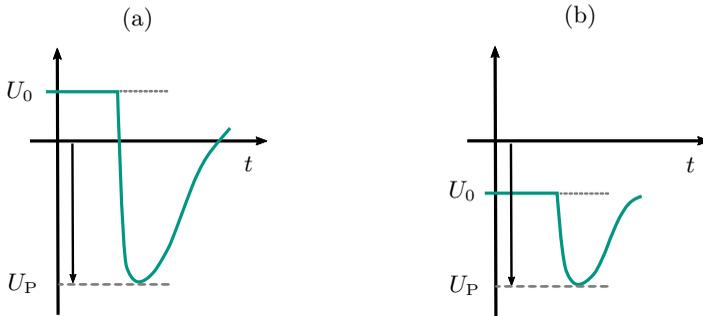


Abbildung 4.2: Definition der überlagerten Impulsspannung mit dem Spitzenwert U_P im Bezug zur Gleichspannung U_0 , in Anlehnung an [74]: (a) Impuls mit entgegengesetzter Polarität, (b) Impuls mit derselben Polarität.

spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung ist der Betrag des Spitzenwerts $|U_P|$ der Impulsspannung definiert von 0 kV bis zum Spitzenwert U_P . Diese Definition ist in Einklang mit der Prüfempfehlung [164] sowie der Norm [197] für HGÜ-Kabelsysteme mit extrudierter Isolierung. Auch bei Impulsspannungen mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung ist $|U_P|$ definiert von 0 kV bis zum Spitzenwert der Überspannung.

4.3 Aufbau der Blitzüberspannung durch Wanderwellen

4.3.1 Wanderwellenausbreitung vor einem Rücküberschlag

In Kapitel 3.2.1 wurde die instantane Mastspannung während eines Blitzeinschlags in einen Freileitungsmast analytisch abgeschätzt. Tatsächlich ist der Spannungsaufbau über den Freileitungsisolatoren unmittelbar nach einem Blitzeinschlag in einen Mast beziehungsweise vor einem etwaigen Rücküberschlag aufgrund von Mehrfachreflexionen zwischen den Masten deutlich komplexer. Abbildung 4.3 zeigt Ersatzschaltungen mittels welcher die Wellenausbreitung entlang der Erdseile und Masten erklärt werden kann. Die nachfolgenden Erläuterungen basieren in

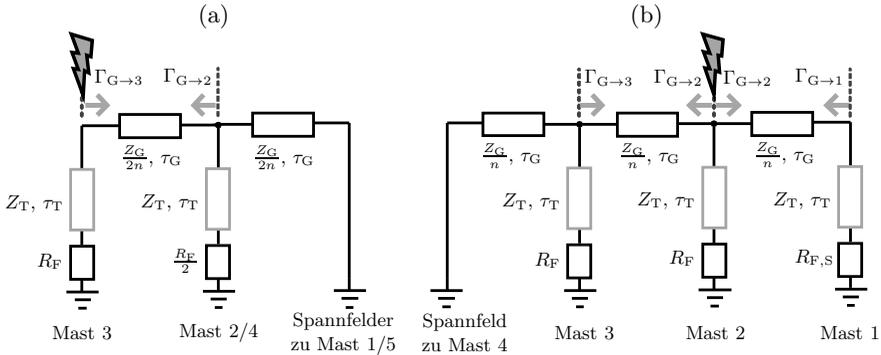


Abbildung 4.3: Ersatzschaltungen zur Darstellung der Wellenausbreitung entlang der Erdseile zwischen den Masten vor einem etwaigen Rücküberschlag: (a) Blitzschlag in Mast 3, (b) Blitzschlag in Mast 2.

Teilen auf [173, 238]. Bei einem Blitzschlag in Mast 3 können die Erdseile der beiden angrenzenden Spannfelder sowie die Wellenwiderstände der benachbarten Masten 2 und 4 aufgrund ihrer Symmetrie zu einer Parallelschaltung zusammengefasst werden, siehe Abbildung 4.3 (a). Bei Blitzschlag in einen Mast teilt sich der Blitzstrom anteilig auf den beaufschlagten Mast sowie die angrenzenden Erdseile auf. Dadurch entstehen auf den angrenzenden Erdseilen Wanderwellen, die nach der Laufzeit τ_G entlang der n Erdseile, die den getroffenen Mast und die angrenzenden Masten verbinden, die nächsten Stoßstellen zwischen Mast und nachfolgendem Spannfeld erreichen. Die Laufzeiten entlang eines einzelnen Masts τ_T können, wie in Kapitel 3.2.4 erklärt, für eine Abschätzung in guter Näherung vernachlässigt werden. Im Rahmen der Abschätzung können daher die jeweiligen Masten allein durch ihre konzentrierten Masterdungswiderstände repräsentiert werden. Mit dieser Abschätzung kann an der Stoßstelle zwischen dem Erdseil und der Parallelschaltung von Mast 2 und dem Wellenwiderstand der angrenzenden Erdseile der Reflexionsfaktor der Spannung $\Gamma_{G \rightarrow 2}$ ermittelt werden:

$$\Gamma_{G \rightarrow 2} = -\frac{Z_G}{2n \cdot R_F + Z_G}. \quad (4.1)$$

Aufgrund der Symmetrie gilt dieser Reflexionsfaktor auch an Mast 4. Aus Gleichung (4.1) ist ersichtlich, dass $\Gamma_{G \rightarrow 2}$ von der Anzahl der Erdseile pro Spannfeld n , dem Masterdungswiderstand R_F und dem Wellenwiderstand des Erdseils Z_G abhängig ist. Der Reflexionsfaktor $\Gamma_{G \rightarrow 2}$ ist negativ. Bei geringen Werten von R_F wird die eintreffende Welle nahezu vollständig zurück reflektiert. Die reflektierte

Wanderwelle erreicht nach der Laufzeit τ_G erneut Mast 3. Dort tritt eine destruktive Überlagerung von der vorliegenden Blitzüberspannung und der an Mast 2 negativ reflektierten Spannungswelle auf. Auch an Mast 3 liegt aus Sicht der eintreffenden Welle eine Stoßstelle vor. An Mast 3 kann mit gleichem Vorgehen der Reflexionsfaktor der Spannung ermittelt werden:

$$\Gamma_{G \rightarrow 3} = \frac{2n \cdot R_F - Z_G}{2n \cdot R_F + Z_G}. \quad (4.2)$$

Da in der Regel $R_F < Z_G/(2 \cdot n)$ gilt, ist auch der Reflexionsfaktor $\Gamma_{G \rightarrow 3}$ negativ. Prinzipiell können die auftretenden Mehrfachreflexionen zwischen den Masten mit graphischen Verfahren, wie beispielsweise dem Wellengitter nach *Bewley*, geometrisch abgeschätzt werden [106]. Sofern die Beziehung $2 \cdot \tau_G < t_f$ gilt, also die Anstiegszeit t_f des Blitzstromes größer als die zweifache Laufzeit entlang eines Spannungsfelds ist, tritt die erste destruktive Überlagerung der Wanderwellen vor dem Scheitelwert des Blitzstroms auf. Dieser Effekt kann zu einer deutlichen Reduktion der Blitzüberspannung am beaufschlagten Mast und dessen Freileitungsisolatoren führen. Die genannten Reflexionsfaktoren in den Gleichungen (4.1)-(4.2) sind auch bei Blitzeinschlägen in Masten in größerer Entfernung zur Kabelübergangsstation gültig. Sofern der Blitzeinschlag in Mast 2, also näher an der Kabelübergangsstation auftritt, gelten die Ersatzschaltungen in Abbildung 4.3 (b). Am Abspannmast 1 kann der Reflexionsfaktor der Spannung $\Gamma_{G \rightarrow 1}$ zu:

$$\Gamma_{G \rightarrow 1} = \frac{n \cdot R_{F,S} - Z_G}{n \cdot R_{F,S} + Z_G} \quad (4.3)$$

berechnet werden, mit $R_{F,S}$, dem Masterdungswiderstand am Abspannmast. Im Gegensatz zu $\Gamma_{G \rightarrow 2}$ aus Gleichung (4.1) ist beim Reflexionsfaktor $\Gamma_{G \rightarrow 1}$ nur der einfach gewichtete Masterdungswiderstand am Abspannmast $R_{F,S}$ ausschlaggebend. Die Reflexionsfaktoren an Mast 2 und 3 entsprechen Gleichung (4.1). Anhand der vorangegangenen Überlegungen können folgende Aussagen getroffen werden:

- Bei einem Blitzeinschlag in einen Mast fließen Teile des Blitzstromes über die angrenzenden Masten ab.
- Die Reflexionen von Spannungswellen zwischen den Masten haben aufgrund des üblicherweise vorliegenden negativen Reflexionsfaktors an den Stoßstellen Erdseil zu Mast einen erheblichen Einfluss auf den Aufbau der Blitzüberspannung. Dieser Effekt führt zu einer intrinsischen Schutzwirkung vor einem Rücküberschlag, da die erste Überlagerung der reflektierten Welle mit der vorliegenden Blitzüberspannung zu einer Reduktion der Spannung am beaufschlagten Mast führt.
- Die Länge eines Spannungsfelds beziehungsweise die Laufzeit der Wanderwelle entlang der Erdseile eines Spannungsfelds beeinflussen den Zeitpunkt der ersten destruktiven Überlagerung der Wanderwellen am beaufschlagten Mast.

- Aufgrund der oben genannten Punkte stellt die Stirnzeit t_f des Blitzstroms beim Rücküberschlag einen sehr relevanten Parameter dar. Gerade bei sehr hohen Blitzströmen sollte die zugehörige Stirnzeit möglichst plausibel abgeschätzt werden, da in solchen Fällen t_f in ähnlichen Wertebereichen wie $2 \cdot \tau_G$ liegen kann.

4.3.2 Wanderwellenausbreitung nach einem Rücküberschlag oder Abschirmfehler

Sofern ein Rücküberschlag zwischen Mast und Leiterseil auftritt oder ein Abschirmfehler erfolgt, entsteht auf dem Leiterseil eine Wanderwelle, die sich in beide Richtungen ausbreitet. An der Kabelübergangsstation wird die vorwärts laufende Spannungswelle u_f anteilig in das angrenzende Kabel transmittiert sowie in die Freileitungsstrecke zurück reflektiert, siehe Abbildung 4.4. Der Reflexionsfaktor der Spannung $\Gamma_{\text{OHL} \rightarrow \text{C}}$ am Kabelübergang:

$$\Gamma_{\text{OHL} \rightarrow \text{C}} = \frac{Z_{\text{C}} - Z_{\text{OHL}}}{Z_{\text{C}} + Z_{\text{OHL}}} \quad (4.4)$$

ist aufgrund von $Z_{\text{OHL}} \gg Z_{\text{C}}$ negativ. In Hinblick auf die Freileitungsisolatoren wirkt sich der negative Reflexionsfaktor $\Gamma_{\text{OHL} \rightarrow \text{C}}$ am Kabelübergang vorteilhaft aus, da dieser zu einer destruktiven Überlagerung der vorwärts laufenden Spannungswelle u_f und der reflektierten Spannungswelle u_b führt. Insbesondere bei Abschirmfehlern führt die destruktive Überlagerung der beiden Spannungswellen zu einer Abnahme der Spannungsbeanspruchungen an den Freileitungsisolatoren und kann einen Isolatorüberschlag vorbeugen, siehe Kapitel 4.4.3. Gemäß des

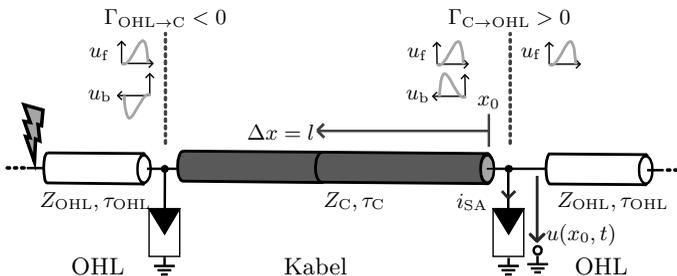


Abbildung 4.4: Schematische Ausbreitung der Spannungswellen in der Anordnung Freileitung - Kabel - Freileitung nach einem Rücküberschlag oder Abschirmfehler.

Transmissionskoeffizienten:

$$\chi_{\text{OHL} \rightarrow \text{C}} = 1 + \Gamma_{\text{OHL} \rightarrow \text{C}} \quad (4.5)$$

und der Beziehung $Z_{\text{OHL}} \gg Z_{\text{C}}$ wird nur ein geringer Anteil der Spannungswelle in das Kabel transmittiert. Die transmittierte Spannungswelle breitet sich entlang des Kabels aus und erreicht nach der Laufzeit τ_{C} die Übergangsstation Kabel- zu Freileitung. An dieser Übergangsstation ist der Reflexionsfaktor der Spannung:

$$\Gamma_{\text{C} \rightarrow \text{OHL}} = \frac{Z_{\text{OHL}} - Z_{\text{C}}}{Z_{\text{C}} + Z_{\text{OHL}}} \quad (4.6)$$

aufgrund der Beziehung $Z_{\text{OHL}} \gg Z_{\text{C}}$ positiv. Entlang der Kabelstrecke haben daher u_{f} und u_{b} die gleiche Polarität. An der Übergangsstation wird ein Großteil der vorwärts laufenden Spannungswelle u_{f} zurück in das Kabel reflektiert. Nur ein geringer Anteil der Spannungswelle wird in die angrenzende Freileitung transmittiert. Die in das Kabel zurück reflektierte Welle u_{b} erreicht nach der Laufzeit τ_{C} die Übergangsstation und wird dort erneut anteilig und mit gleicher Polarität zurück in das Kabel reflektiert. Insbesondere bei kurzen Kabelstrecken sind Mehrfachreflexionen entlang des Kabels möglich, die aufgrund der konstruktiven Überlagerungen zu hohen Überspannungen führen können. Bei langen Kabelstrecken verursachen die intrinsischen Kabeleigenschaften eine Dispersion und Dämpfung der Spannungswellen, sodass die Spannungserhöhung durch Mehrfachreflexionen kaum zum Tragen kommt [159]. Aufgrund der spannungs- und frequenzabhängigen Ableitkenlinie der Überspannungsableiter an den Übergangsstationen können die tatsächlich vorliegenden Reflexions- und Transmissionskoeffizienten im Vergleich zu Gleichung (4.4)-(4.6) abweichen, wie das nachfolgende Kapitel 4.3.3 darlegt.

4.3.3 Ermittlung der maximalen Blitzüberspannung entlang der Kabelstrecke

An jedem Ort x entlang der Kabelstrecke stellt die momentane Spannung $u(x, t)$ eine Überlagerung der vorwärts laufenden Spannungswelle $u_{\text{f}}(x, t)$ und der rückwärts laufenden Spannungswelle $u_{\text{b}}(x, t)$ dar:

$$u(x, t) = u_{\text{f}}(x, t) + u_{\text{b}}(x, t). \quad (4.7)$$

Bei EMT-Simulationen werden bei Verwendung von Wellen-Leitungsmodellen in der Regel nur die Spannungen und Ströme an den Leitungsenden ermittelt. Der Ort der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang der Kabelstrecke hängt jedoch von vielen Faktoren, wie beispielsweise der Impulsform der einlaufenden Spannungswelle, der Ableiterkennlinien sowie der Ausbreitungskonstante des Kabels ab. Daher muss der Auftrittsort der maximalen Überspannung entlang der Kabelstrecke für jede spezifische Blitzeinwirkung ermittelt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Methodik aus [63] adaptiert, um den Ort der maximalen

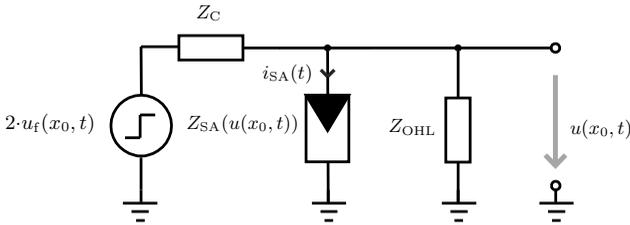


Abbildung 4.5: Wellenersatzschaltbild an der Stelle x_0 zum Zeitpunkt der eintreffenden Welle u_f .

Blitzüberspannung entlang der Kabelstrecke abzuschätzen. Die Methodik von [63] basiert auf der Wanderwellentheorie und ermittelt an der Kabel- zu Freileitungsstation die vorwärts- und rückwärts laufenden Spannungswellen. Bei Vernachlässigung der Zuleitungsinduktivitäten der Ableiter und unter Annahme von konstanten Wellenwiderständen kann aus Abbildung 4.4 das Wellenersatzschaltbild an der Stelle x_0 , also der Übergangsstation Kabel- zu Freileitung, entwickelt werden, siehe Abbildung 4.5. Auf Grundlage des Wellenersatzschaltbildes kann die momentane Spannung an der Übergangsstation angegeben werden:

$$\begin{aligned}
 u(x_0, t) &= 2 \cdot u_f(x_0, t) \cdot \frac{Z_{SA} \| Z_{OHL}}{Z_C + Z_{SA} \| Z_{OHL}} \\
 &= 2 \cdot u_f(x_0, t) \cdot \frac{Z_{OHL} \cdot \frac{u(x_0, t)}{i_{SA}(t)}}{Z_C \cdot (Z_{OHL} + \frac{u(x_0, t)}{i_{SA}(t)}) + Z_{OHL} \cdot \frac{u(x_0, t)}{i_{SA}(t)}}
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Die Impedanz des Ableiters Z_{SA} ist von der Spannung $u(x_0, t)$ abhängig. Durch Umformen von Gleichung (4.8) berechnet sich der Momentanwert der vorwärts laufenden Spannungswelle an der Stelle x_0 zu:

$$u_f(x_0, t) = \frac{1}{2} \left[i_{SA}(t) \cdot Z_C + u(x_0, t) \left(1 + \frac{Z_C}{Z_{OHL}} \right) \right]. \tag{4.9}$$

Aus den Gleichungen (4.7) und (4.9) folgt für die reflektierte Welle an der Stelle x_0 :

$$u_b(x_0, t) = \frac{1}{2} \left[-i_{SA}(t) \cdot Z_C + u(x_0, t) \left(1 - \frac{Z_C}{Z_{OHL}} \right) \right]. \tag{4.10}$$

Aus den Gleichungen (4.9)-(4.10) ist ersichtlich, dass die reflektierte Welle u_b mit ansteigendem Ableitstrom i_{SA} abnimmt. In solchen Fällen treten die Maxima der beiden Spannungswellen $u_f(x_0, t)$ und $u_b(x_0, t)$ nicht mehr zeitgleich an der Stelle x_0 auf. Stattdessen überlagern sich das Maximum der vorwärts- und das Maximum der rückwärts laufenden Welle an einer beliebigen Stelle $\Delta x = l$ entlang der

Kabelstrecke, wie in Abbildung 4.4 angedeutet. Bei Kenntnis der Zeitverschiebung Δt zwischen dem Maximum von $u_f(x_0, t)$ und dem Maximum von $u_b(x_0, t)$ an der Stelle x_0 kann der Ort entlang der Kabelstrecke, an welchem die Überlagerung beider Maxima auftritt, unter Annahme einer konstanten Ausbreitungsgeschwindigkeit entlang des Kabels v_C abgeschätzt werden:

$$\Delta x = v_C \cdot \frac{\Delta t}{2}. \quad (4.11)$$

Gemäß dem Vorgehen von [63] wird eine erste EMT-Simulation ausgeführt, um i_{SA} sowie $u(x_0, t)$ zu ermitteln und daraus $u_f(x_0, t)$, $u_b(x_0, t)$ sowie Δx zu berechnen. Anschließend wird durch eine zweite EMT-Simulation die tatsächliche Spannung an der Stelle Δx ermittelt. Es sei erwähnt, dass das beschriebene Vorgehen nur bei Einfachreflexionen Gültigkeit besitzt, also sofern die maximale Blitzüberspannung infolge der ersten Überlagerung von $u_f(x_0, t)$ und $u_b(x_0, t)$ auftritt. Da dies jedoch nicht immer der Fall ist, wird als zusätzliche Maßnahme die Kabelstrecke in äquidistante Abschnitte unterteilt, um ein räumlich aufgelöstes Spannungsprofil entlang des Kabels aufzunehmen.

4.4 Analyse von Blitzüberspannungen entlang des Kabelsystems

4.4.1 Exemplarisches Systemverhalten

Dieses Kapitel beschreibt das exemplarische Systemverhalten infolge eines Rücküberschlags (BF) als auch eines Abschirmfehlers (SF). Das untersuchte System berücksichtigt den Mastaufbau mit zwei Erdseilen und einer exemplarischen Kabellänge von 5 km. Im Fall des Rücküberschlags erfolgt der Blitzeinschlag in Mast 2 mit den Blitzstromparametern gemäß Kapitel 3.2.3 bei negativer Polarität des Blitzstroms. Der Blitzeinschlag verursacht einen betragsmäßigen Anstieg der Mastspannung u_{TT} . Der Rücküberschlag erfolgt zwischen der Masttraverse und dem Leiterseil des positiven DC-Pols. Dies liegt daran, dass der Freileitungsisolator zwischen Mast und dem Leitungspol, dessen Betriebsspannung die entgegengesetzte Polarität zum Blitzstrom aufweist, die betragsmäßig höchsten Spannungsbeanspruchungen erfährt ($|-u_{TT} - (+U_0)| > |-u_{TT} - (-U_0)|$). Die Leiter-Erde Spannung $u_{dc,p}$ am Ort der betragsmäßig höchsten Überspannung entlang des Kabelsystems ist in Abbildung 4.6 (a) dargestellt. Die Spannung ist normiert auf U_0 . Der Ort der betragsmäßig maximalen Überspannung liegt gemäß der Definition aus Abbildung 4.4 bei $\Delta x = 4253$ m. Das Spannungsmaximum tritt infolge der ersten Reflexion der Spannungswelle an x_0 auf und resultiert aus der ersten Überlagerung der vorwärtslaufenden- und der reflektierten Spannungswelle. Die Polarität der überlagerten Impulsspannung mit dem Spitzenwert $|U_P| = 1112$ kV ist entgegengesetzt zur Polarität der Betriebsspannung U_0 . Die Restspannung

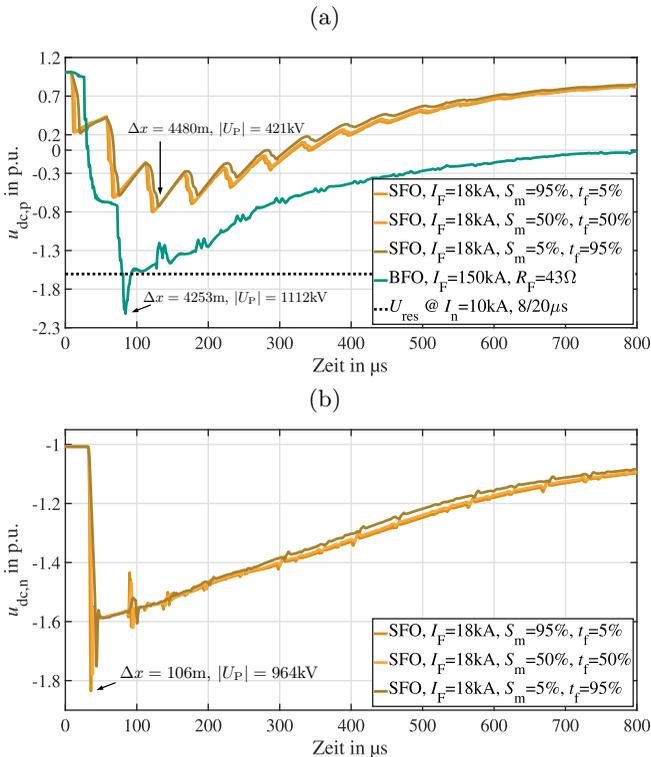


Abbildung 4.6: Blitzüberspannung am Ort Δx der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang der Kabelstrecke, Kabellänge 5 km: (a) BF und SF am positiven Pol, (b) SF am negativen Pol.

U_{res} der berücksichtigten Kabelableiter bei einem Ableitstrom von 10 kA mit einer $8/20\mu s$ Impulsform ist in Abbildung 4.6 (a) als gestrichelte schwarze Linie dargestellt. Es ist erkennbar, dass der Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabels deutlich den Blitzschutzpegel der Kabelableiter überschreitet. Dieses Verhalten kann durch die in Kapitel 4.3.3 beschriebenen Wanderwelleneffekte begründet werden.

Bei einem Abschirmfehler tritt, je nach Polarität des Blitzstroms und Polarität der Betriebsspannung des getroffenen Leiterseils, eine Überspannung mit gleicher Polarität oder entgegengesetzter Polarität zu U_0 auf. Sofern ein Abschirmfehler am Leiterseil des positiven Pols erfolgt, ist für die berücksichtigte Polarität des Blitzstroms eine Überspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspan-

nung zu beobachten, siehe Abbildung 4.6 (a). Für den dargestellten Fall ist die Schutzwirkung der Kabelableiter an den Übergangsstationen vernachlässigbar, da dort der Schutzpegel nicht überschritten wird und dementsprechend nahezu kein Ableitstrom fließt. Da die Laufzeit der Wanderwelle entlang des Kabels τ_C jedoch kleiner als die Rückenhalbwertszeit t_h des Blitzimpulses ist ($\tau_C \approx 0.35 \cdot t_h$), treten Mehrfachreflexionen entlang des Kabels auf, bevor der einlaufende Blitzimpuls abgeklungen ist. Der Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabels beträgt $|U_P| = 421 \text{ kV}$ und tritt infolge der zweiten Reflexion der Spannungswelle an der Stoßstelle x_0 auf. Das Maximum tritt in unmittelbarer Nähe zur Kabelübergangsstation auf. Aufgrund der Mehrfachreflexionen entlang des Kabels ist der Scheitelwert der betragsmäßig maximalen Blitzüberspannung deutlich größer als der Scheitelwert der in das Kabel transmittierten Spannungswelle. Darüber hinaus ist erkennbar, dass die Dauer der Polaritätsumkehr entlang des Kabelsystems aufgrund von Mehrfachreflexionen ein Vielfaches von der Rückenhalbwertszeit des Blitzimpulses annehmen kann. Die Dauer der Polaritätsumkehr bezeichnet hier die zeitliche Dauer während eines Impulses, bei dem die Spannung Werte mit entgegengesetzte Polarität zur überlagerten Betriebsspannung annimmt.

Sofern ein direkter Blitzeinschlag das Leiterseil des negativen DC-Pols trifft, sind die Polarität der überlagerten Impulsspannung und die Polarität der Betriebsspannung gleich. Die Leiter-Erde Spannung am negativen Pol $u_{dc,n}$ am Ort der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabels ist in Abbildung 4.6 (b) dargestellt. Für die berücksichtigte Blitzstromamplitude tritt kein Überschlag der Freileitungsisolatoren auf. Der Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabelsystems beträgt $|U_P| = 964 \text{ kV}$. Es ist ersichtlich, dass ein steiler Blitzstrom mit kurzer Anstiegszeit zu höheren Überspannungen entlang des Kabels führt als ein Blitzimpuls mit gleicher Amplitude jedoch längerer Stirnzeit.

4.4.2 Freileitungsmast mit zwei Erdseilen

Um den Einfluss von einer Vielzahl an projektspezifischen Parametern systematisch bewerten zu können, wird nachfolgend der Betrag des Spitzenwerts $|U_P|$ am Ort der maximalen Blitzüberspannung entlang der Kabelstrecke in Abhängigkeit unterschiedlicher Kabelsystemlängen analysiert. Wie in Kapitel 4.2 eingeführt, wird die Überspannung entsprechend der Polarität des überlagerten Blitzimpulses im Vergleich zur Polarität der Betriebsspannung klassifiziert. Abbildung 4.7 (a) zeigt den Betrag der Spitzenwerte am Ort der maximalen Überspannung entlang des Kabelsystems infolge eines Rücküberschlags oder eines direkten Blitzeinschlags in das Leiterseil des Pols mit entgegengesetzter Polarität zum Blitzstrom (SFO destruktiv) in Abhängigkeit der Kabelsystemlänge. Die hierbei auftretende Blitzüberspannung mit dem Spitzenwert $|U_P|$ hat die entgegengesetzte Polari-

tät zur Betriebsspannung U_0 , vergleiche Definition gemäß Abbildung 4.2 (a). Abbildung 4.7 (b) zeigt den Betrag des Spitzenwerts am Ort der maximalen Überspannung entlang des Kabelsystems infolge eines direkten Blitzeinschlags in das Leiterseil des Pols mit derselben Polarität wie der Blitzstrom (SFO konstruktiv). In solchen Fällen hat der überlagerte Blitzimpuls mit dem Spitzenwert $|U_P|$ dieselbe Polarität wie die Betriebsspannung U_0 . Es ist wichtig klarzustellen, dass Abbildung 4.7 die Spitzenwerte der auftretenden Blitzüberspannung für unterschiedliche Kabellängen und Blitzereignisse enthält und nicht ein Spannungsprofil entlang des Kabels darstellt. Bei einem Blitzeinschlag in Mast 2 tritt ein Rücküberschlag zwischen Masttraverse und dem Leiterseil des positiven Pols auf, sofern der Masterdungswiderstand an diesem Mast mindestens $R_F = 43 \Omega$ beträgt. Für Masterdungswiderstände von $R_F > 57 \Omega$ erfolgt ein weiterer Rücküberschlag zwischen Mast und DMR. Aufgrund der beiden Rücküberschläge fließen Anteile des Blitzstromes sowohl auf das Leiterseil des positiven Pols als auch auf den DMR. Durch diesen zusätzlichen Strompfad verringert sich die vorwärts laufende Spannungswelle auf dem Leiterseil des positiven Pols und daher auch die maximale Blitzüberspannung entlang des Kabels. Daher wird für diese Konfiguration $R_F = 57 \Omega$ als maximaler Masterdungswiderstand bezeichnet. Es sei erwähnt, dass in Systemkonfigurationen ohne DMR für einen zweiten Rücküberschlag zwischen Masttraverse und dem Leiterseil des negativen Pols höhere Masterdungswiderstände erforderlich sein können. Der Einfluss des Masterdungswiderstandes auf den Spitzenwert der Blitzüberspannung entlang des Kabels ist in Abbildung 4.7 (a) durch eine gleichfarbige Fläche dargestellt. Die obere Grenzlinie der Fläche kennzeichnet die Spitzenwerte der Überspannungen, die beim maximalen Masterdungswiderstand hervorgerufen werden und die untere Grenzlinie entsprechend die Spitzenwerte der Überspannungen, die beim minimal erforderlichen Masterdungswiderstand auftreten. Bei einem Blitzeinschlag in Mast 3 ist für das Auftreten eines Rücküberschlags ein Masterdungswiderstand von $R_F > 50 \Omega$ erforderlich. Somit sind an Mast 3 für das Auftreten eines Rücküberschlags höhere Masterdungswiderstände als an Mast 2 erforderlich. Dieses Verhalten kann mittels der Wanderwelleneffekte aus Kapitel 4.3.1 erklärt werden. Es lässt sich feststellen, dass die betragsmäßig maximale Überspannung entlang des Kabels geringere Werte annimmt, wenn der Blitzeinschlag in Mast 3 anstatt in Mast 2 erfolgt.

Im Fall von Abschirmfehlern repräsentiert die gleichfarbige Fläche in Abbildung 4.7 (a) den Einfluss der Stirnparameter des Blitzstromes bei einer konstanten Amplitude von $I_f = 18 \text{ kA}$. Die obere Grenzlinie gibt den Spitzenwert der Kabelüberspannung bei einem steilen Impuls mit kurzer Stirnzeit ($S_m = 95 \%$, $t_f = 5 \%$) an und die untere Grenzlinie den auftretenden Spitzenwert der Blitzüberspannung bei einem Impuls mit langer Stirnzeit ($S_m = 5 \%$, $t_f = 95 \%$). Bei Blitzüberspannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung ausgelöst durch Abschirmfehler ist ein sehr großer Einfluss der Kabellänge auf den Spitzenwert der Überspannung feststellbar. Bei Kabellängen größer als 40 km tritt infolge eines Ab-

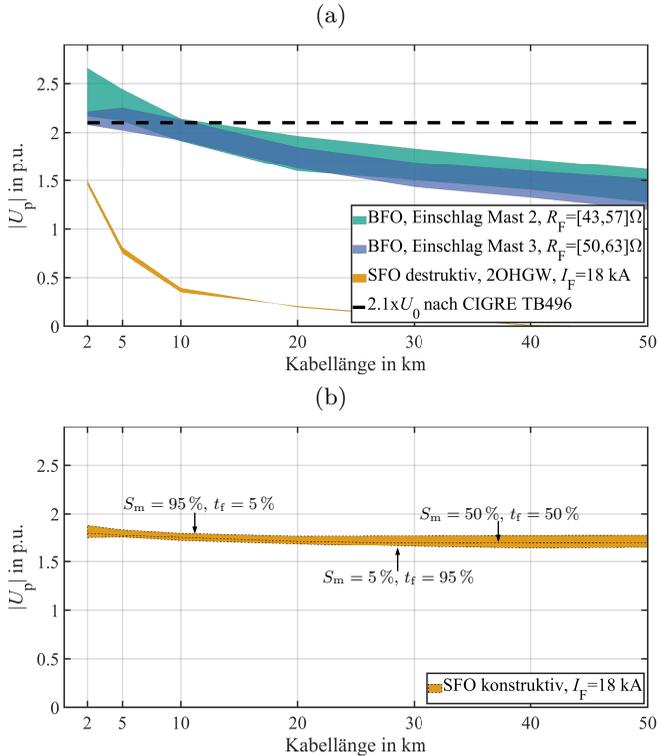


Abbildung 4.7: Betrag des Spitzenwertes $|U_P|$ am Ort der maximalen Blitzüberspannung entlang des Kabelsystems in Abhängigkeit der Kabellänge, bei einem Mastaufbau mit zwei Erdseilen: (a) Blitzüberspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung, (b) Blitzüberspannung mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung.

schirmfehlers keine Polaritätsumkehr entlang des Kabelsystems auf. Jedoch kann bei kurzen Kabellängen ein Spitzenwert von $|U_P| = 780$ kV infolge eines Abschirmfehlers beobachtet werden. Gemäß der aktuellen Prüfempfehlung für HGÜ-Kabel mit extrudierter Isolierung [164] sollen projektspezifische Anforderungen in Bezug auf die erforderlichen Spannungspegel der Blitzstoßspannungsprüfung im Rahmen der elektrischen Typprüfungen abgedeckt werden. Für Präqualifikationsprüfungen des Kabelsystems empfiehlt [164] einen Spitzenwert der überlagerten Blitzstoßspannung von $U_P = 2.1 \cdot U_0$. In der deutschen Ergänzung der Norm *IEC 62895*

[197] gibt es die verschärfte Prüfanforderung, dass die Blitzstoßspannungsprüfung mindestens bei einem Spannungspegel von $U_P = 2.1 \cdot U_0$ durchzuführen ist. Der Prüfpegel $U_P = 2.1 \cdot U_0$ ist in Abbildung 4.7 (a) als gestrichelte Linie dargestellt. Für das untersuchte 525-kV-System können bei Kabellängen kürzer als circa 12 km die auftretenden Blitzüberspannungen den aktuell angewendeten Prüfpegel von $U_P = 2.1 \cdot U_0$ übertreffen. An dieser Stelle sei angemerkt, dass nach [164, 197] die Spannungspegel, die aus Transientenanalysen ermittelten werden, mit einem zusätzlichen Sicherheitsfaktor beaufschlagt werden sollten. Dieser zusätzliche Sicherheitsfaktor würde die Diskrepanz zwischen dem aktuell angesetzten Prüfpegel und der durch die Transientenanalyse ermittelten maximalen Blitzüberspannungen insbesondere bei kurzen Kabellängen weiter vergrößern.

Bei Blitzüberspannungen mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung ist nur ein marginaler Einfluss der Kabellänge auf die auftretenden Spitzenwerte erkennbar, siehe Abbildung 4.7 (b). Die gezeigten Überspannungen treten bei negativer Polarität des Blitzstroms auf, sofern ein direkter Blitzeinschlag mit $I_f = 18 \text{ kA}$ in das Leiterseil des negativen DC-Pols eintritt. Da nach [164, 197] nur Blitzstoßprüfungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung U_0 erforderlich sind, existieren für konstruktive Überlagerungen von Blitzstoßspannung und Betriebsspannung keine Prüfanforderungen und daher auch keine Prüfpegel.

4.4.3 Freileitungsmast mit einem Erdseil

Die auftretenden Überspannungen entlang des Kabels werden analog zu dem vorangegangenen Vorgehen analysiert und sind in Abbildung 4.8 abgebildet. Wie in Kapitel 4.3.1 erläutert, teilt sich der Blitzstrom bei Einschlag in einen Mast auf die angrenzenden Erdseile und den Mast auf. Offenkundig steigt daher beim Mastaufbau mit nur einem Erdseil der Anteil des Stroms, der über den Mast ins Erdreich fließt, im Vergleich zum Mastaufbau mit zwei Erdseilen an. Daher tritt beim Mastaufbau mit nur einem Erdseil bereits bei geringeren Masterdungswiderständen ein Rücküberschlag auf. Der minimal erforderliche Masterdungswiderstand an Mast 2 beträgt $R_F = 31 \Omega$ und an Mast 3 $R_F = 32 \Omega$. Wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben, existiert beim Mastaufbau mit nur einem Erdseil eine deutlich höhere maximale Blitzstromamplitude, die bei Abschirmfehlern die Leiterseile erreichen kann. Dementsprechend nehmen die Überspannungen entlang des Kabelsystems infolge von Abschirmfehlern deutlich größere Werte als beim Mastaufbau mit zwei Erdseilen an. Die Spitzenwerte bei Blitzüberspannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung infolge eines Abschirmfehlers sind beim Mastaufbau mit einem Erdseil ähnlich kritisch anzusehen wie nach einem Rücküberschlag.

Bei direkten Blitzeinschlägen in das Leiterseil des negativen Pols, also SFO konstruktiv gemäß Abbildung 4.8 (b), ist der Einfluss der Kabellänge auf den Spitzenwert der Überspannung vernachlässigbar. Bei langen Kabellängen tritt die be-

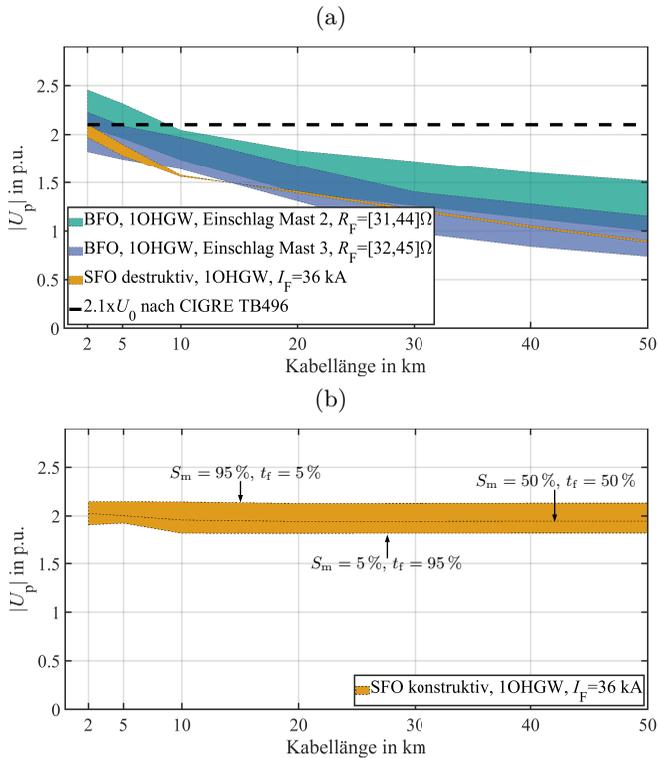


Abbildung 4.8: Betrag des Spitzenwertes $|U_P|$ am Ort der maximalen Blitzüberspannung entlang des Kabelsystems in Abhängigkeit der Kabellänge, bei einem Mastaufbau mit einem Erdseil: (a) Blitzüberspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung, (b) Blitzüberspannung mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung.

tragsmäßig maximale Überspannung entlang des Kabels direkt an der Kabelübergangsstation auf. Daher zeigen Dämpfungseffekte der Spannungswelle während der Ausbreitung entlang des Kabels keinen Einfluss auf die maximalen Spitzenwerte. Stattdessen werden in diesem Fall die auftretenden Spitzenwerte hauptsächlich durch die Überspannungsableiter an der Kabelübergangsstation beeinflusst. Ein direkter Blitzinschlag mit $I_f = 36$ kA in das Leiterseil des negativen DC-Pols im Bereich der ersten Spannfelder verursacht keinen Überschlag der Freileitungsisolatoren. Es sei jedoch erwähnt, dass bei $I_f = 36$ kA ein Isolatorüberschlag infolge

eines direkten Blitzeinschlags auftreten kann, sofern der Blitz ein Spannfeld in größerer Entfernung zur Kabelübergangstation trifft. Aufgrund des in Kapitel 4.3.2 beschriebenen negativen Reflexionsfaktors $\Gamma_{\text{OHL} \rightarrow \text{C}}$ an der Kabelübergangstation sind im Freileitungsbereich u_f und u_b von entgegengesetzter Polarität. Daher wird ein Teil der Blitzüberspannung über den Freileitungsisolatoren bei Eintreffen der reflektierten Spannungswelle u_b abgebaut. Dieser Effekt verringert die Auftretswahrscheinlichkeit eines Isolatorüberschlags bei Abschirmfehlern in der Nähe zur Kabelübergangstation.

4.4.4 Einfluss der Kabelübergangstation

Dieses Kapitel zielt darauf ab, den Einfluss der Erdungsanlage an der Kabelübergangstation zu bewerten. Wie in Kapitel 3.2.7 beschrieben, sind an der Kabelübergangstation die Erdverbindungen der Ableiter mit dem Kabelschirm verbunden und über die Erdungsanlage mit dem Erdungswiderstand R_{Station} geerdet. Im Regelfall wird die Erdungsanlage an der Kabelübergangstation durch geeignete bauliche Maßnahmen möglichst niederohmig realisiert. In manchen Projekten kann jedoch ein hoher spezifischer Erdwiderstand im Bereich der Übergangstation zu höheren Erdungsimpedanzen führen. Da zusätzlich der räumliche Platzbedarf einer HGÜ-Kabelübergangstation deutlich geringer ausfällt im Vergleich zu beispielsweise AC-Schaltanlagen, besteht in manchen Fällen nicht die Möglichkeit eine großflächige Erdungsanlage zu realisieren. Daher wird R_{Station} im Wertebereich $1\ \Omega - 10\ \Omega$ variiert und der Einfluss während eines Rücküberschlags für eine spezifische Kabellänge von 5 km analysiert, siehe Abbildung 4.9. Die übrigen Parameter sind identisch zu den in Kapitel 4.4.1 genannten Werten gewählt. Es ist ersichtlich, dass die Leiter-Erde Spannung $u_{\text{dc,p}}$ am Ort der maximalen Blitzüberspannung entlang des Kabels mit ansteigenden Erdungswiderständen R_{Station} höhere Spitzenwerte annimmt. Im Gegensatz dazu nimmt die Leiter-Schirm Spannung $u_{\text{dc,ps}}$, also die Spannung über der Hauptisolation des Kabels, mit ansteigenden Erdungswiderständen kleinere Spitzenwerte an. Höhere Erdungswiderstände an der Übergangstation führen zu einem Spannungsanstieg zwischen dem metallischen Kabelschirm und Erde. Folglich reduziert sich die Spannung über der Hauptisolation zwischen Leiter und Kabelschirm. Bei $R_{\text{Station}} = 1\ \Omega$, also einer üblicherweise vorherrschenden niederohmigen Erdungsanlage, ist die Spannungsdifferenz zwischen dem Spitzenwert der Leiter-Erde Spannung und der Leiter-Schirm Spannung am Ort der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabels gering $|\Delta u| \approx 26\ \text{kV}$. In diesem Fall liegt die Blitzüberspannung nahezu vollständig über der Hauptisolation des Kabels an. Allerdings gilt festzuhalten, dass die Erdungsanlage an der Kabelübergangstation insbesondere bei höheren spezifischen Erdwiderständen ein sehr relevanter Schnittstellenparameter im Hinblick auf die Kabelbelastungen darstellt. In solchen Fällen können gegebenenfalls die auftretenden Überspannungen für die Isolierung des Kabelaußenmantels kritisch

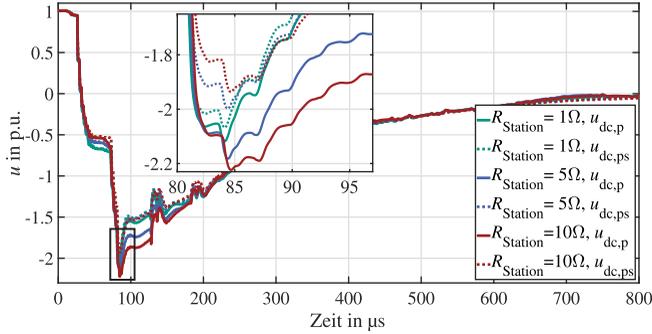


Abbildung 4.9: Einfluss des Erdungswiderstand R_{Station} an der Kabelübergangsstation auf die Leiter-Erde Spannung $u_{\text{dc,p}}$ und die Leiter-Schirm Spannung $u_{\text{dc,ps}}$ am Ort der maximalen Blitzüberspannung entlang des Kabels während eines Rücküberschlags, Kabellänge 5 km, Mastaufbau mit 2 Erdseilen, Blitzereinschlag in Mast 2, $R_{\text{F}} = 43 \Omega$.

werden und diesen schädigen. Als weiterer projektspezifischer Parameter wurde der Erdungswiderstand, der an den geerdeten Verbindungsmuffen entlang der Kabelstrecke wirksam ist, untersucht. Der Erdungswiderstand des Kabelschirms an den geerdeten Verbindungsmuffen R_{Shield} hat jedoch de facto keinen Einfluss auf den Spitzenwert der Blitzüberspannung entlang des Kabels. Im Vergleich zu dem Widerstand R_{Station} der Erdungsanlage an der Kabelübergangsstation sind die Erdungswiderstände R_{Shield} der Verbindungsmuffen entlang der Kabelstrecke daher nur von untergeordneter Relevanz in Hinblick auf äußere Überspannungen.

4.5 Möglichkeiten zur Reduktion der Kabelbelastungen

Auf Grundlage der vorangegangenen Untersuchungen sowie der weiterführenden Analysen in den eigenen Veröffentlichungen [210, 215, 216] sind folgende Maßnahmen zum Schutz des HGÜ-Kabelsystems vor äußeren Überspannungen denkbare Optionen:

- **Masterdung:**

Die Masterdung hat einen wesentlichen Einfluss auf die auftretenden Kabelüberspannungen bei Rücküberschlägen. Durch eine möglichst niederohmige Stoßerdungsimpedanz der Masten kann die Auftrittswahrscheinlichkeit eines Rücküberschlag reduziert werden. Die Masterdung besitzt jedoch nahezu keinen Einfluss auf die Überspannungen infolge von Abschirmfehlern.

■ **Blitzschutzwinkel:**

Durch den Einsatz von zwei Erdseilen kann die maximale Blitzstromamplitude bei Abschirmfehlern reduziert werden. Zusätzlich kann bei Spannfeldern in der Nähe zur Kabelübergangsstation ein negativer Blitzschutzwinkel eine sinnvolle Maßnahme sein, um die maximale Blitzstromamplitude bei Abschirmfehlern weiter zu minimieren. Dadurch können die Überspannungen entlang des Kabels deutlich reduziert werden, wie die eigene Veröffentlichung [216] zeigt. Diese Maßnahme hat jedoch keinen Einfluss auf Überspannungen infolge von Rücküberschlägen.

■ **Blitzschutzpegel:**

Es ist trivial zu erwähnen, dass ein möglichst niedriger Blitzschutzpegel der Überspannungsableiter an der Kabelübergangsstation gewählt werden sollte. Einer Minimierung des Blitzschutzpegels sind jedoch technische Grenzen gesetzt, da die thermische Stabilität des Ableiters im Dauerbetrieb gewährleistet werden muss. Insbesondere bei kurzen Kabelabschnitten kann aufgrund von Wanderwellenvorgängen der Spitzenwert der Überspannung entlang der Kabelstrecke deutlich über dem Blitzschutzpegel der Ableiter liegen.

■ **Leitungsableiter:**

Leitungsableiter (TLA, engl. *transmission line arrester*) können entlang der Freileitungstrecke parallel zu den Aufhängeisolatoren installiert werden, um dort das Auftrittsrisiko eines Rücküberschlags zu verringern [195, 163]. Leitungsableiter können entweder mit oder ohne serielle Funkenstrecke ausgelegt werden. Der Einsatz kann bei HGÜ-Verbindungen bestehend aus reinen Freileitungstrassen in Gebieten mit hoher Blitzgefährdung eine Option zur Verringerung der Ausfallzeit sein, wie die Betriebserfahrung aus [48] zeigt. Prinzipiell ist der Einsatz von TLAs auch zum Schutz des Kabelsystems im Fall von teilverkabelten HGÜ-Verbindungen denkbar. Wie in der betreuten Abschlussarbeit [238] ermittelt wurde, kann durch TLAs ein Rücküberschlag in unmittelbarer Nähe zur Kabelübergangsstation vermieden werden. Dennoch tritt trotz der Installation von TLAs infolge eines Blitzeinschlags in einen Mast eine hohe Blitzüberspannung mit entgegengesetzter Polarität zu U_0 entlang des Kabelsystems auf, da Teile des Blitzstroms über den TLA auf das Leiterseil fließen. Auch die Kabelüberspannungen infolge von Abschirmfehlern können in dem untersuchten System durch den Einsatz von TLAs nicht nennenswert reduziert werden, da die Schutzwirkung der TLAs erst bei hohen Blitzstromamplituden zum Tragen kommt. Der Nutzen von zusätzlichen TLAs zum Schutz des Kabelsystems vor äußeren Überspannungen erscheint daher gering.

4.6 Weiterführende Betrachtungen zur Isolationskoordination

4.6.1 Häufigkeitsabschätzung eines Rücküberschlags

Im Rahmen dieses Kapitels erfolgt eine Häufigkeitsabschätzung für das Auftreten eines Rücküberschlags in Anlehnung an die Norm für Blitzschutz und Risiko-Management *DIN EN 62305-2* [192]. In Hinblick auf das Kabelsystem sind Rücküberschläge infolge von Blitzschlägen in Freileitungsmasten nur in der Nähe zur Kabelübergangsstation relevant. Je weiter der getroffene Mast von der Kabelübergangsstation entfernt ist, desto größer ist die Dämpfung der Wanderwelle entlang der Freileitungsstrecke bis zur Kabelübergangsstation. An Mast 1 ist aufgrund der dort platzierten Überspannungsableiter kein Rücküberschlag zu erwarten. Wie in Abbildung 4.10 (a) dargestellt, verfügen die relevanten Freileitungsmasten jeweils über eine äquivalente Einfangfläche A_D . Die jährliche Häufigkeit von Blitzschlägen

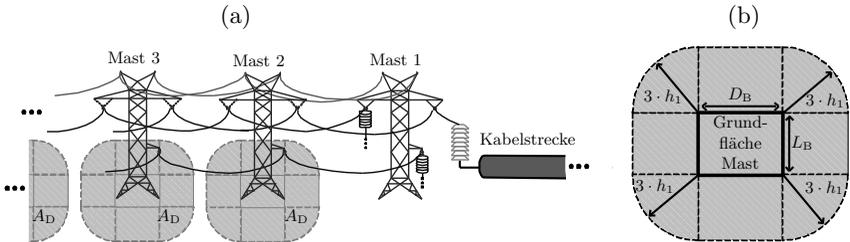


Abbildung 4.10: Abschätzung der Häufigkeiten von Blitzschlägen in Freileitungsmasten: (a) Einfangflächen A_D der relevante Masten vor der Kabelübergangsstation, (b) vergrößerte Ansicht einer Einfangfläche (nicht maßstabsgetreu).

gen N_D in n an das Kabelsystem angrenzende Freileitungsmasten kann mittels der lokalen Erdblitzdichte N_g zu:

$$N_D = a \cdot n \cdot N_g \cdot A_D. \quad (4.12)$$

abgeschätzt werden. Die Variable $a \in [1, 2]$ gibt an, ob die Kabelstrecke nur von einem Kabelende Blitzereignissen ausgesetzt ist ($a = 1$), oder ob beidseitig eine Freileitung angrenzt ($a = 2$). Die lokale Erdblitzdichte kann durch Messdaten von Blitzortungssystemen ermittelt werden und liegt in Deutschland im Durchschnitt zwischen 0.6 - 3 Erdblitzten je km^2 und Jahr [193]. Nachfolgend wird die Erdblitzdichte zu $N_g = 1.5/(\text{km}^2 \cdot \text{Jahr})$ gewählt. Für einen auf ebenem Gelände freistehenden Mast mit einer Grundfläche der Breite D_B und der Länge L_B kann

die Begrenzungslinie der Einfangfläche aus der Schnittlinie einer Geraden mit Steigung $1/3$ ausgehend von den höchsten Punkten des Masts mit der Erdoberfläche gebildet werden [192], siehe Abbildung 4.10 (b). Aus geometrischen Überlegungen folgt als Abschätzung für die Einfangfläche:

$$A_D = D_B \cdot L_B + 2 \cdot (3 \cdot h_1) \cdot (D_B + L_B) + \pi \cdot (3 \cdot h_1)^2, \quad (4.13)$$

mit h_1 der Masthöhe. Für die nachfolgende Abschätzung wird ein beidseitig an eine Freileitung angrenzendes Kabelsystem betrachtet und ein Blitzschlag in die Masten 2 - 5 als kritisch angesehen. Aus Gleichung (4.12) folgt, dass ein Blitzeinschlag in einen der acht Freileitungsmasten mit einer Periodizität von 1.16 Jahren zu erwarten ist. Die jährliche Häufigkeit von Blitzeinschlägen, bei welchen der Scheitelwert des Blitzstromes größer gleich I_f ist, kann durch:

$$R_D = \int_{I_f}^{\infty} a \cdot n \cdot N_g \cdot A_D \cdot f(I) \cdot dI \quad (4.14)$$

abgeschätzt werden. Hierbei stellt $f(I)$ die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Scheitelwerte des Blitzstromes dar. Auf Grundlage der Wahrscheinlichkeiten aus Tabelle 3.1 in Kapitel 3.2.3 und Gleichung (4.14) folgt, dass alle 58 Jahre ein Blitzeinschlag mit $I_f \geq 150 \text{ kA}$ in einen der acht Freileitungsmasten zu erwarten ist. Infolge dieses Ereignisses kann ein Rücküberschlag auftreten. In Gebieten mit höherer Blitzgefährdung verringert sich die Periodizität eines solchen Ereignisses. Die Anwendungsrichtlinie zur Isolationskoordination¹ *IEC 60071-2* [186] nennt für akzeptable Fehlerraten R_a von Betriebsmitteln infolge von Überspannungen – je nach Reparaturzeit – einen Bereich von $0.001/\text{Jahr} < R_a < 0.004/\text{Jahr}$, beziehungsweise ein Auftritt des Fehlerereignisses im Bereich von 250 – 1000 Jahren. Für die Auslegung von HGÜ-Kabelsystemen gibt [92] ein *mean time between failure* (MTBF), also den Kehrwert der zeitlich konstanten Fehlerrate, von 300 Jahren an. In Hinblick auf die genannten akzeptablen Fehlerraten stellt ein Rücküberschlags daher ein relevantes Ereignis für die Auslegung des HGÜ-Kabelsystems dar. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass verfügbare Statistiken zu den Auftretswahrscheinlichkeiten von Blitzstromamplituden im Hochstrombereich sehr hohe Unsicherheiten aufweisen, da für Blitze mit hohen Scheitelwerten nur wenige Aufzeichnungen vorliegen. Dieser Sachverhalt erschwert eine verlässliche Risikobewertung.

¹Es sei darauf hingewiesen, dass DIN EN 60072-2 für Betriebsmittel von elektrischen Drehstromnetzen gilt und nicht explizit auf HGÜ-Betriebsmittel abzielt.

4.6.2 Weitere Verfahren zur Isolationskoordination

Das aktuelle Vorgehen gemäß der Prüfeempfehlung [164] stellt einen deterministischen Ansatz zur Isolationskoordination des HGÜ-Kabelsystems dar. Beim deterministischen Verfahren wird die größte ermittelte Blitzüberspannungen mit einer zusätzlichen Marge zur Berücksichtigung von Unsicherheiten beaufschlagt und daraus der erforderliche Blitzstoßspannungspegel bestimmt. Grundlegende Informationen zu Verfahren der Isolationskoordination können [186, 203] entnommen werden. Der in [164] angewendete Sicherheitsfaktor K_S von 1.15 wird in *IEC 60071-2* [186] für innere Isolierung empfohlen, um unter anderem Alterungseffekte der Isolierung zu berücksichtigen. Grundsätzlich sind auch beim deterministischen Verfahren einige Parameter in den EMT-Untersuchungen von statistischer Natur, sodass auch beim deterministischen Verfahren statistische Überlegungen eine wichtige Rolle einnehmen². Es ist zu erwarten, dass – sofern im Rahmen der EMT-Untersuchungen das kritischste Fehlerereignis korrekt identifiziert wird – das deterministische Verfahren zu einer konservativen Auslegung der Kabelisolierung führt. Prinzipiell erscheint es im Hinblick auf HGÜ-Kabelsysteme jedoch auch denkbar, eine Kombination aus einem deterministischen Verfahren und einem statistischen Verfahren zu nutzen. Rein statistische Verfahren verknüpfen die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Blitzüberspannungen mit der Durchschlagswahrscheinlichkeit der Isolierung. Letzteres ist bei Feststoffisolation eher schwierig realisierbar und erscheint daher kaum praktikabel. Die statistische Isolationskoordination ermöglicht die Fehlerhäufigkeit des Betriebsmittels als Funktion der gewählten Auslegungsparameter angeben zu können [158]. Prinzipiell kann durch dieses Vorgehen eine Optimierung der Isolierung unter wirtschaftlichen Randbedingungen erfolgen [186]. Der projektbezogene Beitrag [92] zeigt die Möglichkeit eines kombinierten Verfahrens zur Isolationskoordination einer HGÜ-Kabelanlage für äußere Überspannungen auf. Der Ansatz aus [92] basiert auf dem Verfahren von [33] zur Isolationskoordination von Schaltanlagen. Der Grundgedanke von [92] ist, dass auf Grundlage einer angesetzten mittleren Lebensdauer der Kabelstrecke eine maximale Blitzüberspannung mit entsprechend gleicher Periodizität ermittelt werden kann. Der kombinierte Ansatz zielt darauf ab, das HGÜ-Kabelsystem als Kompromiss zwischen wirtschaftlichen Randbedingungen und der Ereignishäufigkeit der Blitzüberspannung auszulegen. Prinzipiell erscheint dieser Ansatz daher vielversprechend. Da mit Ausnahme von [92] jedoch keine weiteren Untersuchungen zu Verfahren der Isolationskoordination für HGÜ-Kabelsysteme vorhanden sind, bedarf dieses Themenfeld zwingend weiterer Forschung. Der Schwachpunkt des kombinierten Verfahrens ist analog zum statistischen Verfahren der Sachverhalt, dass im Hochstrombereich nur sehr ungenaue Statistiken zur Auftretenswahrscheinlichkeit der Blitzstromamplituden verfügbar sind und daher eine verlässliche Risikobewertung nur eingeschränkt möglich ist.

²Beispielsweise die angesetzten Blitzstromparameter sollten auf Grundlage von statistischen Überlegungen ausgewählt werden.

4.7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Analysen zu äußeren Überspannungen ermöglichen erstmalig eine umfassende Quantifizierung der in HGÜ-Kabelsystemen zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen. Diese Ergebnisse sowie insbesondere die Identifikation der relevanten projektspezifischen Einflussfaktoren stellen für zukünftige teilverkabelte HGÜ-Projekte eine fundamentale Grundlage für die Spezifikation und Auslegung des Kabelsystems dar. Darüber hinaus können die Ergebnisse dieses Kapitels als Ausgangspunkt für die erforderlichen Diskussionen zur normativen Festlegung von Prüfspannungspegeln für Blitzstoßspannungsprüfungen an HGÜ-Kabelsystemen dienen. Basierend auf den vorangegangenen Ergebnissen dieses Kapitels und den eigenen Veröffentlichungen [210, 215, 216] können folgende zentrale Aussagen im Hinblick auf Blitzüberspannungen in HGÜ-Kabelsystemen getroffen werden:

- Sowohl Blitzüberspannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung als auch Blitzüberspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung können entlang des Kabelsystems infolge von Blitzereignissen im Freileitungsbereich auftreten. Ein Rücküberschlag im Freileitungsbereich führt entlang der Kabelstrecke zu einer Blitzüberspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung. Ein Abschirmfehler kann – je nach Polarität des Blitzstroms beziehungsweise je nach Polarität der Betriebsspannung des getroffenen Leiterseils – zu einer Blitzüberspannung mit entgegengesetzter Polarität oder mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung führen.
- Projektspezifische Parameter wie beispielsweise der Mastaufbau und die Masterdung haben einen signifikanten Einfluss auf die auftretenden Blitzüberspannungen entlang des Kabelsystems.
- Bei Blitzüberspannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung ist eine sehr hohe Abhängigkeit zwischen der Kabellänge und dem Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Blitzüberspannung entlang des Kabels feststellbar. In solchen Fällen können Mehrfachreflexionen entlang der Kabelstrecke zu signifikanten Überspannungen führen.
- Insbesondere bei kurzen Kabelabschnitten, dies bedeutet in den untersuchten Fällen für Längen kleiner als circa 12 km, kann der Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabelsystems höhere Werte als der Spannungspegel von $2.1 \cdot U_0$, der üblicherweise bei Blitzstoßspannungsprüfungen angesetzt wird, annehmen. Bei langen Kabelstrecken nimmt der Spitzenwert der betragsmäßig maximal auftretenden Überspannung entlang der Kabelanlage kleinere Werte als $2.1 \cdot U_0$ an. Es erscheint daher sinnvoll, den Prüfpegel beziehungsweise die Bemessungsspannung bei

Blitzstoßbeanspruchung in Abhängigkeit der projektspezifischen Kabellänge zu wählen. So kann bei kurzen Kabelabschnitten das Risiko von höheren Blitzüberspannungen abgedeckt werden, während bei langen Kabelstrecken ein geringerer Isolationspegel für das Kabeldesign möglich erscheint.

- Im Fall eines Rücküberschlags an Masten in größerer Entfernung zur Kabelübergangsstation ist eine Verringerung der betragsmäßig maximalen Blitzüberspannung entlang des Kabelsystems erkennbar. Es ist zu erwarten, dass bei Rücküberschlägen an entfernten Masten die Blitzüberspannung entlang des Kabels weiter reduziert wird, wenn zusätzliche Dispersions- und Dämpfungseffekte der Wanderwelle entlang der Freileitung aufgrund von Koronaentladungen berücksichtigt werden. Dieser Aspekt kann insbesondere für Systeme mit geringerer Nennspannung und Zweier-Bündelleiter relevant werden, da dort eine deutlich niedrigere Koronaeinsetzspannung zu erwarten ist.
- Für Abschirmfehler, bei welchen die Polarität des Blitzstroms und die Polarität der Betriebsspannung des getroffenen Leiterseils gleich sind, ist der Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Überspannung entlang des Kabelsystems nahezu unabhängig von der Kabelsystemlänge. Überlagerte Blitzstoßimpulse mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung werden in der aktuellen Prüfempfehlung [164] sowie der Norm [197] für Kabelsysteme mit extrudierter Isolierung nicht abgedeckt. Zukünftig ist zu überlegen, ob überlagerte Blitzstöße mit derselben Polarität wie die Betriebsspannung in die Blitzstoßspannungsprüfungen integriert werden sollten, da prinzipiell solche Spannungsformen am Kabelsystem auch auftreten können.
- Sofern im Freileitungsbereich zwei Erdseile eingesetzt werden, verursacht ein Rücküberschlag die betragsmäßig höchsten Überspannungen entlang des Kabelsystems. Bei Installationen mit nur einem Erdseil können die Überspannungen infolge von Abschirmfehlern ähnlich kritische Werte wie bei Rücküberschlägen annehmen.
- Als Schutzmaßnahme sollten an den Spannfeldern in der Nähe zum Kabelübergang zwei Blitzschutzseile installiert werden. Zusätzlich kann ein negativer Blitzschutzwinkel, insbesondere bei kurzen Kabelabschnitten, eine sinnvolle Maßnahme sein, um die Auswirkungen eines direkten Blitzeinschlages im Freileitungsbereich weiter zu minimieren.
- Sofern an der Kabelübergangsstation keine niederohmige Erdungsanlage realisierbar ist, können die Blitzüberspannung für die Isolation des Kabelaußenmantels kritisch werden.
- Im Hinblick auf die Auslegung von HGÜ-Kabelsystemen bei Teilverkabelung erscheint die Weiterentwicklung eines kombinierten Ansatzes zur Isolati-

onskoordination des Kabelsystems als lohnenswert. Mittels eines kombinierten Ansatzes könnte die Bemessungsprüfspannung des Kabelsystems als Kompromiss zwischen einer akzeptablen *mean time between failure* des Kabelsystems und der projektspezifischen Auftrittswahrscheinlichkeit eines Blitzereignisses bestimmt werden. Dadurch könnte eine Auslegung des Kabelsystems unter optimierten wirtschaftlichen Randbedingungen erzielt werden. Verfahren hierzu sind jedoch bisher de facto nicht verfügbar.

Kapitel 5

EMT-Ausgleichsvorgänge bei inneren Überspannungen

“Fooling around with alternating currents is just a waste of time. Nobody will use it, ever. It’s too dangerous [...] it could kill a man as quick as a bolt of lightning. Direct current is safe.“

— Thomas A. Edison

5.1 Stand des Wissens

Die Systemkonfiguration symmetrischer Monopol (SMP) stellt für HGÜ-Systeme basierend auf der MMC-Topologie den Stand der Technik dar, wie eine Vielzahl an weltweit realisierten Projekten belegt [233]. Aufgrund der technischen Reife von HGÜ-Systemen in der Systemkonfiguration SMP sowie der damit einhergehenden Projektierungs- und Betriebserfahrung existiert eine Vielzahl an Publikationen, die von Anlagenherstellern, Netzbetreibern oder seitens der wissenschaftlichen Gemeinschaft verfasst wurden und das Systemverhalten in ausgewählten Fehlerfällen untersuchen. Darüber hinaus stellt das Themengebiet der in HGÜ-Systemen basierend auf der MMC-Topologie auftretenden Überspannungsformen und den daraus abgeleiteten Prüfeempfehlungen für HGÜ-Betriebsmittel Gegenstand von aktuell laufenden Arbeitsgruppen im Rahmen der internationalen Organisation CIGRE [230] dar. Das grundlegende Systemverhalten, welches in der Systemkonfiguration SMP infolge eines DC-Fehlers eine Überspannung verursacht, wird in [1] beschrieben. Numerische Transientenanalysen, die auf die Isolationskoordination von Betriebsmitteln der Umrichterstation oder von HGÜ-Kabelsystemen abzielen, erfolgen in [25, 88, 109, 125, 145, 217]. Allerdings wird in existierender Literatur

mit einem Fokus auf die transiente Kabelbelastung [1, 145] nur die Überspannungen an den Umrichterstationen für einige wenige Fehlerereignisse analysiert. Für eine umfassende Bewertung der zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen an HGÜ-Kabelsystemen in der Systemkonfiguration SMP ist jedoch eine Berücksichtigung von räumlich verteilten Messstellen entlang der Kabelstrecke unverzichtbar, da aufgrund von Wanderwellenvorgängen die betragsmäßig höchsten Überspannungen an Orten entlang der Kabelstrecke entstehen können und nicht unmittelbar an der Station zu erwarten sind. Dies wurde unter anderem in den kürzlich erschienenen eigenen Veröffentlichung in *Elsevier Electric Power Systems Research* [208] und *International Conference on Power Systems Transients* [217] gezeigt. Darüber hinaus wird in [1, 145] das Fehlerereignis, welches zu der betragsmäßig größten Spannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung entlang der Kabelstrecke führen kann, nicht identifiziert. Kürzlich erschienene Veröffentlichungen [77, 207] zielen darauf ab, die numerisch ermittelten Überspannungsformen, welche für HGÜ-Systeme in SMP-Konfiguration repräsentativ erscheinen, aus Sicht der Hochspannungs-Prüftechnik zu bewerten und im Labor synthetisch nachzubilden. Tatsächliche Messdaten von Spannungsformen, die während eines Kabelfehlers mittels Transientenrekorder aufgezeichnet wurden, sind in [47] publiziert und zeigen eine Übereinstimmung mit numerisch ermittelten Spannungsverläufen. Trotz der hohen Anzahl an realisierten selbstgeführten HGÜ-Verbindungen in der Systemkonfiguration SMP stellt eine umfangreiche Transientenanalyse weiterhin eine unverzichtbare Basis für eine verlässliche Auslegungsstrategie der HGÜ-Betriebsmittel dar, da relevante Normen [164, 197] die Festlegung der erforderlichen Prüf- beziehungsweise Isolationspegel für den Verhandlungsprozess zwischen Anlagenlieferant und Betreiber offen lassen. Im Gegensatz zu der fundierten Grundlage an Publikationen zur SMP-Konfiguration, sind Veröffentlichungen, welche die Systemkonfiguration Rigid Bipol (RBP) analysieren, de facto nicht existent. Ausnahme stellen die eigenen Veröffentlichungen in *IEEE Transactions on Power Delivery* [209] sowie *IET International Conference on AC and DC Power Transmission* [214] dar. In Hinblick auf die aktuell in der Bau- beziehungsweise Planungsphase befindlichen RBP-Verbindungen [17, 127], gewinnt die Systemkonfiguration RBP insbesondere bei langen Übertragungsdistanzen mit Kabeln zunehmend an Bedeutung. Daher sind für zukünftige HGÜ-Projekte in der RBP-Konfiguration ein fundiertes Verständnis des transienten Systemverhaltens sowie eine umfangreiche Bewertung der zu erwartenden Belastungen der Kabelanlage von sehr hoher Wichtigkeit. Dieses Kapitel zielt darauf ab, eine umfassende Analyse der auftretenden Spannungen und Überspannungen in den Systemkonfigurationen SMP und RBP zu ermöglichen sowie relevante Einflussfaktoren auf die Spannungsformen und deren Kenngrößen aufzuzeigen. Darüber hinaus werden die Wanderwellenvorgänge, die zu den höchsten Spannungsbelastungen entlang der Übertragungsstrecke führen, grundlegend erläutert.

5.2 Auslegung der untersuchten Systemkonfigurationen

Um einen aussagekräftigen Vergleich der auftretenden, transienten Kabelbelastungen zwischen den Systemkonfigurationen SMP und RBP ermöglichen zu können, werden im Rahmen dieser Arbeit beide Systeme für die identischen Bemessungsgrößen am Netzanschlusspunkt sowie die gleiche DC-Nennbetriebsspannung von $U_0 = 320 \text{ kV}$ ausgelegt. Die Grundkonzeption beider Systeme ist in Anhang A vorgestellt. Zur Vollständigkeit sei erwähnt, dass aufgrund von wirtschaftlichen Faktoren die Systemkonfiguration RBP mutmaßlich bei höheren Übertragungsleistungen und damit auch einhergehenden höheren DC-Betriebsspannungen als die Systemkonfiguration SMP zum Einsatz kommen wird. Der Fokus dieses Kapitels liegt auf langen Landkabelsystemen, wobei die untersuchte vollverkabelte Trassenlänge von 700 km in Anlehnung an das deutsche HGÜ-Projekt SuedLink gewählt ist [155]. Zusätzlich wird in Kapitel 5.4.7 der Einfluss der projektspezifischen Trassenlänge auf die Überspannungen und Anstiegszeiten systematisch bewertet.

5.2.1 Symmetrischer Monopol

Eine Vielzahl von projektspezifischen Parametern – beispielsweise das herstellerabhängige Stationsdesign, die Kurzschlussleistung des angeschlossenen AC-Netzes sowie die Schutztechnik und die Koordination der Überspannungsableiter – beeinflussen das Systemverhalten im Fehlerfall, wie [125, 217, 230] darlegen. Um dennoch möglichst allgemein gültige Aussagen in Hinblick auf die Spannungsbeanspruchungen der Kabelanlage treffen zu können, wird ein typischer Aufbau einer HGÜ-Verbindung in SMP-Konfiguration zugrunde gelegt, siehe Abbildung 5.1 und Anhang A. Die berücksichtigten Fehlerereignisse sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst und werden in Kapitel 5.4.2 vorgestellt.

Tabelle 5.1: Berücksichtigte Fehlerereignisse und deren potentielle Ursachen.

Fehlerereignis	Mögliche Ursache
F1, F9	Erdschluss an Kabelendverschluss
F2, F8	Erdschluss an Transformator- oder Wanddurchführung (von AC-Seite in Ventilhalle)
F3, F7	Erdschluss an Wanddurchführung (aus Ventilhalle auf DC-Seite)
F4, F5, F6	Durchschlag an Kabel oder Muffe

In der untersuchten SMP-Konfiguration sind die Ventildrosseln auf der DC-Seite der Ventile angeordnet. Prinzipiell können die Ventildrosseln anstatt auf der DC-Seite auf der AC-Seite der Ventile platziert werden. In solchen Fällen kann jedoch

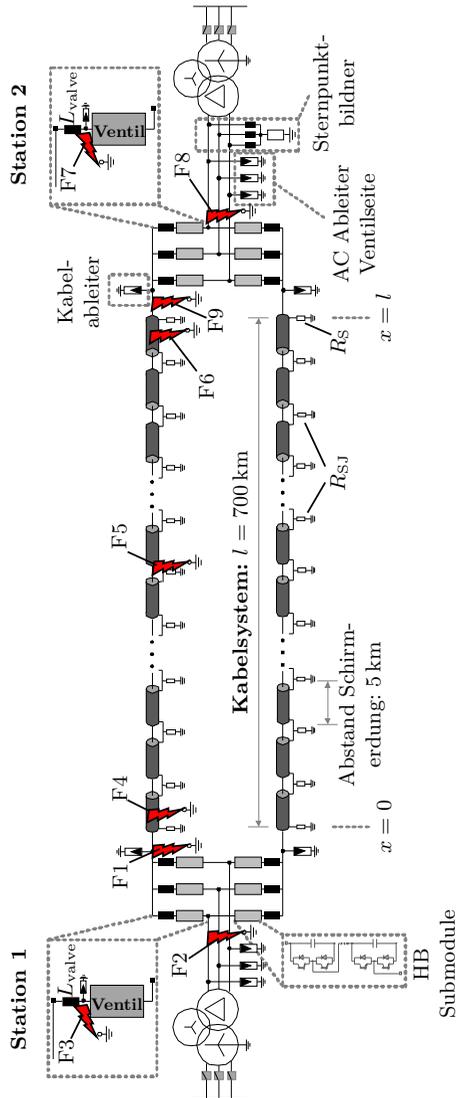


Abbildung 5.1: Skizze der untersuchten Systemkonfiguration symmetrischer Monopol einschließlich aller berücksichtigten Fehlerereignisse.

ein Erdschluss zwischen Drossel und Ventil zu einer sehr steilen und kurzzeitig hohen Überspannung am Kabelsystem führen, da zum Auftrittszeitpunkt des Fehlers die momentane Ventilspannung an der DC-Sammelschiene anliegt, siehe [125] für weitere Erklärungen. Aufgrund dessen ist es ratsam entweder die Ventildrossel auf der DC-Seite zu platzieren, oder anderenfalls eine zusätzliche DC-Glättungsdrossel einzusetzen, um im Fehlerfall das Kabelsystem zu schützen. Die berücksichtigte Dreiecksschaltung der Einphasen-Transformatoren auf der Ventilseite stellt die gängige Schaltgruppe in SMP-Systemen dar [135]. Zur Vollständigkeit sei jedoch erwähnt, dass in manchen Projekten auch eine Sternschaltung der Transformatoren auf der Ventilseite zum Einsatz kommt. In solchen Systemen ist der Sternpunkt auf der Ventilseite der Transformatoren über einen Ableiter geerdet. Der Einfluss der Schaltgruppe sowie der Einfluss der Dimensionierung des Sternpunkt-Ableiters in Hinblick auf das Systemverhalten im Fehlerfall kann [47, 116] und der betreuten studentischen Abschlussarbeit [235] entnommen werden.

5.2.2 Rigid Bipol

Abbildung 5.2 zeigt die untersuchte Systemkonfiguration RBP. Im Gegensatz zu dem hochohmigen Erdungskonzept in SMP-Systemen sind bipolare Systeme an der DC-Neutral-Sammelschiene von mindestens einer Station geerdet [175]. Sofern dauerhafte Erdströme aufgrund gesetzlicher Restriktionen nicht zulässig sind, ist die DC-Neutral-Sammelschiene nur an einer Station geerdet und an der anderen Station durch eine Ableiterbank (NBA, engl. *neutral bus arrester*) geschützt. Im stationären bipolaren Betrieb des Systems liegt das Potential der DC-Neutral-Sammelschiene an der nicht geerdeten Station (hier Station 1) auf nahezu Erdpotential. Im Fehlerfall stellen jedoch die Dimensionierung des NBAs sowie die Erdungskonfiguration an der geerdeten Station die maßgeblichen Einflussfaktoren für die auftretenden Strom- und Spannungsbelastungen dar. Wie in der schematischen Übersicht in Abbildung 5.2 angedeutet, erscheinen in der RBP-Anordnung mit Halbbrücken-Submodulen im Wesentlichen zwei Erdungskonfigurationen als technisch denkbar: (*i*) starre Erdung oder (*ii*) Erdung durch einen zusätzlichen Widerstand R_G . Die grundlegenden Dimensionierungsaspekte der RBP-Konfiguration im Bezug auf die Stationserdung und Ableiterdimensionierung werden in Kapitel 5.3.2 umfassend analysiert. Die berücksichtigten Schutzpegel der Ableiter sind in Tabelle A.4 in Anhang A zusammengefasst.

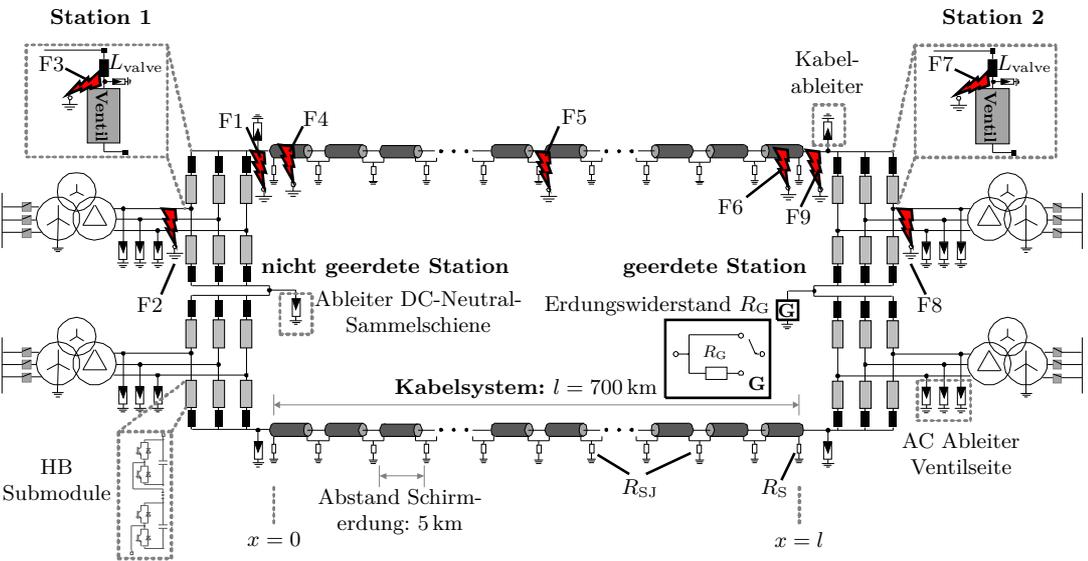


Abbildung 5.2: Skizze der untersuchten Systemkonfiguration Rigid Bipol einschließlich aller berücksichtigten Fehlerereignisse.

5.3 Analyse des Systemverhaltens im Fehlerfall nach einem Umrichterblock

Kapitel 5.3 zielt darauf ab, zunächst den grundlegenden Aufbau der Kabelüber-
spannung infolge eines exemplarischen AC- sowie DC-seitigen Fehlers mittels ver-
einfachter EMT-Modelle zu beleuchten. Aus Gründen der Übersicht werden in
Kapitel 5.3 zunächst folgende Vereinfachungen getroffen:

- Es wird zunächst nur eine Station berücksichtigt, die an eine Kabelstrecke mit einer exemplarisch gewählten Länge von $l = 100$ km angeschlossen ist. Somit ist die Kabelstrecke einseitig mit einem Leerlauf abgeschlossen. Die Station befindet sich vor Fehlereintritt in einem stationären Arbeitspunkt. Der gewählte Arbeitspunkt beträgt $P = 0$ GW und $Q = +Q_r$. Auf der DC-Seite liegt die Nennbetriebsspannung an.
- Die vereinfachten Modelle beinhalten keine Schutzfunktionen. Der Fehler tritt zum Zeitpunkt $t = T_1$ auf, zum Zeitpunkt $t = T_2$ wird die Station durch die AC-Leistungsschalter vom AC-Netz abgetrennt. Alle IGBTs der Station werden zum Zeitpunkt $t = T_1 + 100 \mu\text{s}$ blockiert.

Wichtig ist klarzustellen, dass die getroffenen Vereinfachungen nur dazu dienen, in einem ersten Schritt das grundlegende Systemverhalten nach einem Umrichterblock zu analysieren. Das tatsächliche Systemverhalten im Fehlerfall stellt eine Überlagerung weiterer Ausgleichsvorgänge entlang der räumlich ausgedehnten Kabelstrecke dar und wird in einem zweiten Schritt in Kapitel 5.4 umfassend beleuchtet.

5.3.1 Symmetrischer Monopol

AC-seitiger Fehler auf der Ventilseite des Transformators

Ein einpoliger Erdschluss auf der Ventilseite des Transformators (F2 oder F8) stellt in Hinblick auf die Überspannungen innerhalb eines Umrichterventils ein relevantes Fehlerereignis für die Dimensionierung des Umrichters dar. Abbildung 5.3 zeigt die ventilseitigen AC-Spannungen u_{ac-vs} , die DC-seitigen Pol-Erde-Spannungen $u_{dc,p}$ und $u_{dc,n}$ sowie die Summenspannungen u_c^Σ aller sechs Ventile. Die Summenspannung eines Ventils ist die Summe aller Submodulspannungen eines Ventils. Vor Eintritt des Fehlerereignisses ist während des stationären Zustandes im Verlauf der AC-Spannungen auf Ventilseite die Injektion der dritten Spannungsharmonischen erkennbar. Während des Fehlerereignisses F8 fällt aufgrund der Dreiecksschaltung der Transformator-Einheiten auf der Ventilseite die AC-Spannung der fehlerhaften Phase $u_{ac-vs,1-g}$ auf nahezu Erdpotential ab, während die Spitzenwerte der AC-Spannungen der fehlerfreien Phasen $u_{ac-vs,2-g}$ sowie $u_{ac-vs,3-g}$ um circa den Faktor $\sqrt{3}$ mal den Spitzenwert der Grundschwingung vor Fehlereintritt ansteigen.

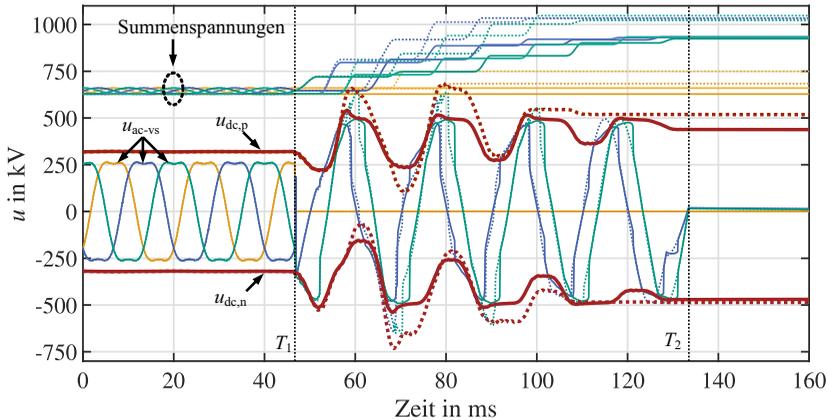


Abbildung 5.3: Spannungsverläufe während eines einpoligen, ventileitigen AC-Fehlers in Phase 1 (F8) im vereinfachten EMT-Modell. Legende: *gestrichelte Linien:* ohne Überspannungsableiter, *durchgezogene Linien:* mit Überspannungsableiter.

Die Phasenverschiebung zwischen den fehlerfreien Phasen reduziert sich auf 60° . Nach dem Blockieren des Umrichters kommutieren die Ventilströme entsprechend ihrer Polarität entweder auf die Dioden D2 oder D1. Bei Vernachlässigung des Spannungsfalls über den Ventildrosseln beginnen die Dioden D1 des Ventils p2 zu leiten, falls die Bedingung:

$$u_{ac-vs,2-g} + u_{c,p2}^{\Sigma} < u_{dc,p} \quad (5.1)$$

erfüllt ist. Die Bedingung aus Gleichung (5.1) kann während der negativen Halbwelle der AC-Spannung $u_{ac-vs,2-g}$ erfüllt sein. In solchen Fällen werden die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des positiven DC-Pols in die Submodulkapazitäten des Ventils p2 entladen. Folglich tritt dann ein Anstieg der Summenspannung des Ventils p2 und eine Abnahme der DC-Spannung $u_{dc,p}$ auf. Die zugehörigen Stromfaden sind in Abbildung 5.4 (a) veranschaulicht. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind in den vereinfachten Ersatzschaltbildern des blockierten Umrichters sämtliche Submodule eines Ventile zusammengefasst. Die Dioden D2 des Ventils p2 beginnen zu leiten, falls die Bedingung:

$$u_{ac-vs,2-g} > u_{dc,p} \quad (5.2)$$

eintritt. Die Bedingung aus Gleichung (5.2) kann während der positiven Halbwelle der AC-Spannung $u_{ac-vs,2-g}$ erfüllt sein. Dann wird das Kabel des positiven DC-Pols durch die treibende AC-Spannung weiter aufgeladen.

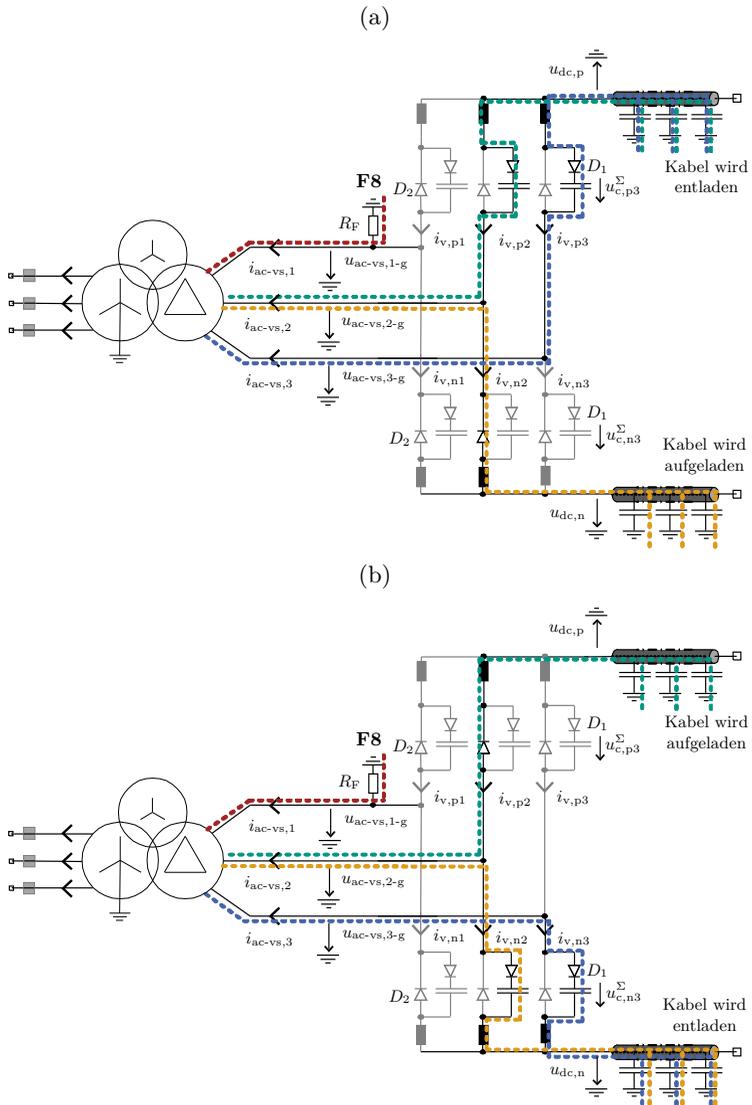


Abbildung 5.4: Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F8 nach Blockieren des Umrichters in der Systemkonfiguration SMP, mit möglichen Strompfaden für zwei exemplarisch gewählte Zeitpunkte: (a) Entladen des Kabels des positiven DC-Pols, (b) Laden des Kabels des positiven DC-Pols.

Folglich steigt die DC-Spannung $u_{dc,p}$ an. Der Ladezustand der Submodulkondensatoren von Ventil p2 verbleibt währenddessen nahezu konstant, da diese über die Dioden D2 überbrückt werden, siehe Strompfade in Abbildung 5.4 (b). An der Kabelstrecke des negativen DC-Pols tritt ein gegenläufiges Verhalten auf. Die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des negativen Pols werden geladen, während die Kabelstrecke des positiven Pols entladen wird, et vice versa. Wie die Spannungsverläufe aus Abbildung 5.3 zeigen, können die DC-seitigen Leiter-Erde Spannungen höhere Spitzenwerte als die treibende AC-Spannungen annehmen. Während der Kommutierung von D2 auf D1 muss die magnetische Feldenergie in den Ventildrosseln abgebaut werden. Dies geschieht im Wesentlichen durch eine Umwandlung der magnetischen Feldenergie in elektrische Feldenergie, die in die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke umgeladen wird. Durch diesen Vorgang ist ein weiterer Anstieg der DC-seitigen Spannungen zu beobachten. Die DC-seitige Überspannung sowie die Aufladung der Submodulkondensatoren wird durch die ventilseitigen AC-Ableiter sowie durch die Kabelableiter limitiert. Wesentliche Einflussfaktoren auf die DC-seitigen Überspannungen während F8 ist die gewählte AC-Spannung auf Ventilseite, die Länge der Kabelstrecke sowie der Eintrittszeitpunkt des Fehlers. Weitere Einflussparameter stellen die Dimensionierung der Ventildrosseln sowie die Submodulanzahl pro Ventil und die Submodulspannungen vor Fehlereintritt dar.

DC-seitiger Fehler

Abbildung 5.5 zeigt die Spannungsverläufe während eines Erdschlusses am positiven DC-Pol (F9). Das vereinfachte Systemverhalten während eines DC-seitigen Fehlers wird exemplarisch an F9 beschrieben. Vor Blockieren des Umrichters setzt eine Umladung zwischen den verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des fehlerbehafteten DC-Pols und des fehlerfreien DC-Pols ein. Dieser Arbeitspunkt-abhängige Vorgang wird erst in Kapitel 5.4 berücksichtigt. Nach Blockieren des Umrichters kommutieren die Ventilströme entsprechend ihrer Polarität auf die Dioden D1 oder D2. Bei positiver Polarität des Ventilstroms erfolgt die Kommutierung auf D1. Dann wirkt die Summenspannung des Ventils als Gegenspannung und führt zu einem sehr schnellen Abklingen des Ventilstroms. Bei negativer Polarität des Ventilstroms ($i_{v,p1} < 0$) kommutiert der Strom auf die Dioden D2. In diesem Fall fehlt eine Gegenspannung. Ein möglicher Strompfad zu diesem Zeitpunkt ist exemplarisch in Abbildung 5.6 gekennzeichnet, mit $i_{ac-vs,1} < 0$ und $i_{ac-vs,3} > 0$. Während die Dioden D2 des Ventils p1 leiten, ist die AC-Spannung der Phase 1 $u_{ac-vs,1-g}$ näherungsweise über die Ventildrossel und den Fehlerwiderstand kurzgeschlossen. Bei Vernachlässigung des Spannungsfalls über den Ventildrosseln entspricht daher die treibende Fehlerspannung in Phase 3 der verketteten AC-Spannung $u_{ac-vs,3-g} \approx -u_{ac-vs,1-3}$. Der Abklingvorgang des Stroms

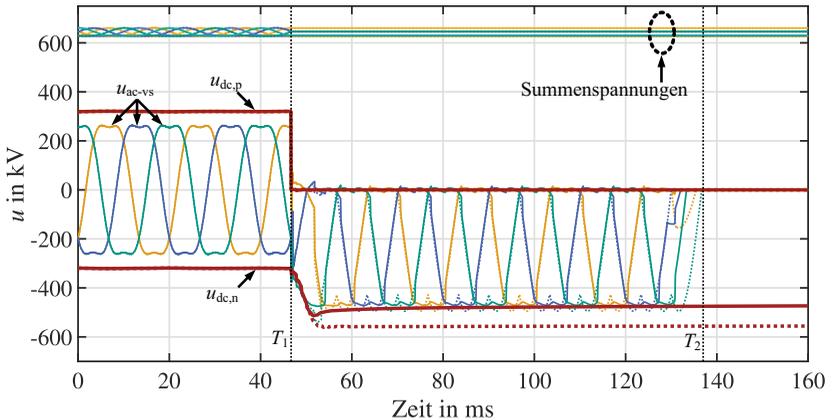


Abbildung 5.5: Spannungsverläufe während des DC-Fehlers (F9) im vereinfachten EMT-Modell. Legende: *gestrichelte Linien:* ohne Überspannungsableiter, *durchgezogene Linien:* mit Überspannungsableiter.

durch die Dioden D2 des Ventils n3 beginnt erst, sobald die Bedingung

$$u_{dc,n} < -u_{ac-vs,1-3} \quad (5.3)$$

erfüllt ist. Aufgrund dessen werden die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols durch die verkettete AC-Spannung $u_{ac-vs,1-3}$ aufgeladen. Der Spitzenwert der DC-seitigen Überspannung $u_{dc,n}$ kann höhere Werte als der Scheitelwert der verketteten AC-Spannung annehmen, da nach dem Eintritt der Bedingung aus Gleichung (5.3) der Abbau der magnetischen Energie im Fehlerstromkreis zu einer weiteren Aufladung der Kabelkapazitäten führt. Im Gegensatz zu einem ventileitigen Erdschluss können bei DC-seitigen Fehlern nach dem Blockieren des Umrichters die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols nur geladen und nicht entladen werden. In Hinblick auf die unkontrollierte Aufladung der Submodulkondensatoren sind DC-seitige Fehler daher weitaus unkritischer als ventileitige AC-Fehler anzusehen. Wesentliche Einflussfaktoren auf die DC-seitige Überspannung sind die Kabellänge sowie die ventileitige AC-Spannung vor Fehlereintritt. Die auftretende Überspannung am fehlerfreien DC-Pol wird vor allem durch den Kabelableiter limitiert. Zusätzlich können die ventileitigen AC-Ableiter die Spitzenwerte der treibenden Fehlerspannung beschränken.

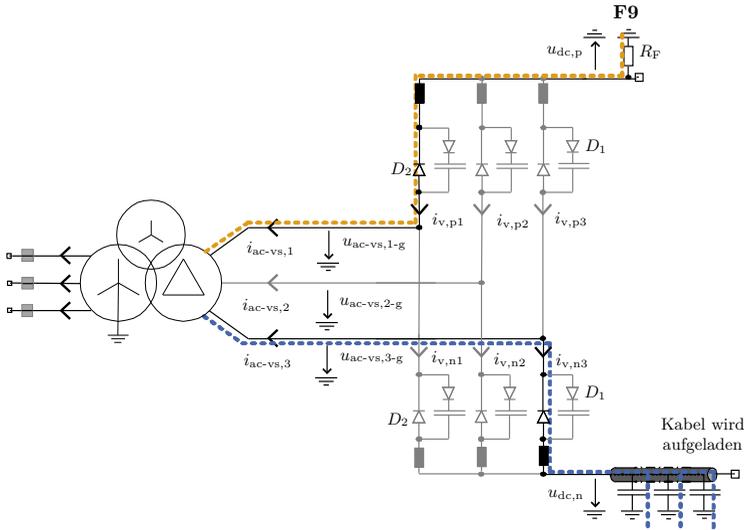


Abbildung 5.6: Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F9 nach Blockieren des Umrichters und Kommutierung auf D1 in der Systemkonfiguration SMP, mögliche Strompfade für einen exemplarisch gewählten Zeitpunkt.

5.3.2 Rigid Bipol

AC-seitiger Fehler auf der Ventilseite des Transformators

Zunächst wird erneut ein einpoliger Erdschluss auf der Ventilseite des Transformators in Phase 1 (F8) betrachtet. Der Fehler tritt an der geerdeten Station am Umrichter des positiven DC-Pols auf. Abbildung 5.7 zeigt ein vereinfachtes Ersatzschaltbild nach Blockieren beider Umrichter der Station sowie potentielle Fehlerstrompfade. Die Farbe der jeweiligen Strompfade markiert nun den zugehörigen Ausgleichsvorgang. Das Systemverhalten wird nachfolgend für die beiden Umrichter schrittweise analysiert.

Umrichter des positiven DC-Pols:

Im stationären Betrieb ist in der bipolaren Systemkonfiguration die ventilseitige AC-Spannung von einer Gleichspannungskomponente überlagert. Infolge von F8 steigt der Spitzenwert der AC-Komponente der Spannungen an den fehlerfreien Phasen $u_{ac-vs,2-g}$ sowie $u_{ac-vs,3-g}$ um circa den Faktor $\sqrt{3}$ Mal den Scheitelwert

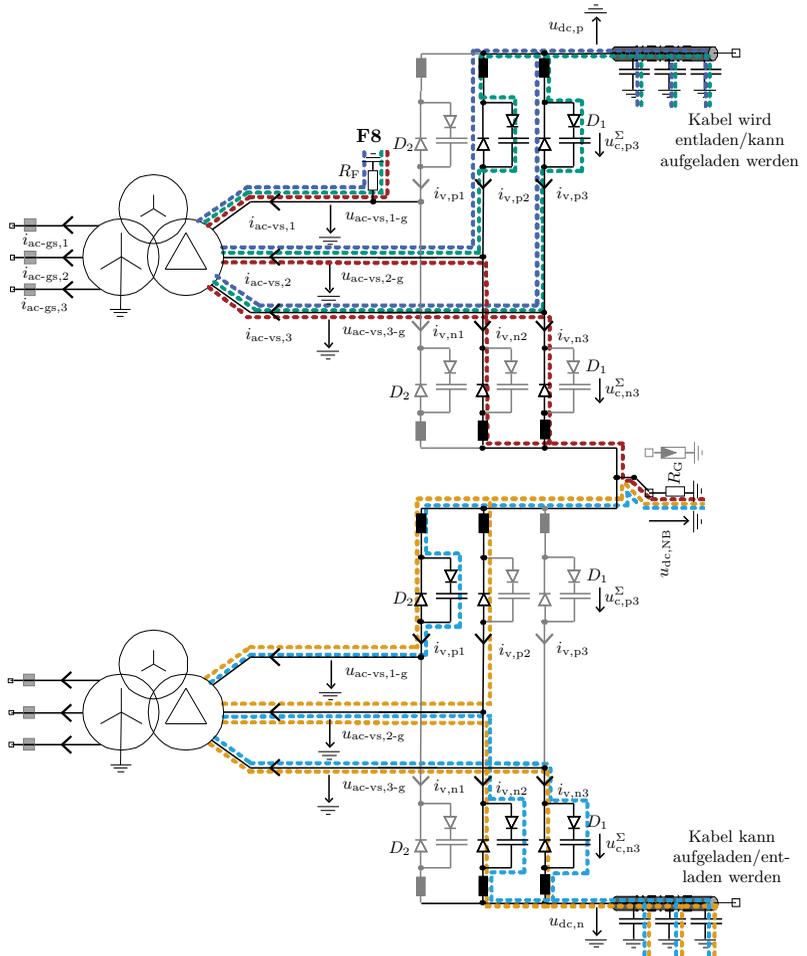


Abbildung 5.7: Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F8 nach Blockieren beider Umrichter in der Systemkonfiguration RBP einschließlich möglicher Fehlerstrompfade. Die Farbe der Strompfade gibt den jeweiligen Ausgleichsvorgang an.

der AC-Komponente vor Fehlereintritt an. Da die Gleichspannungskomponente aufgrund von F8 nahezu verschwindet, können die Spitzenwerte von $u_{ac-vs,2-g}$

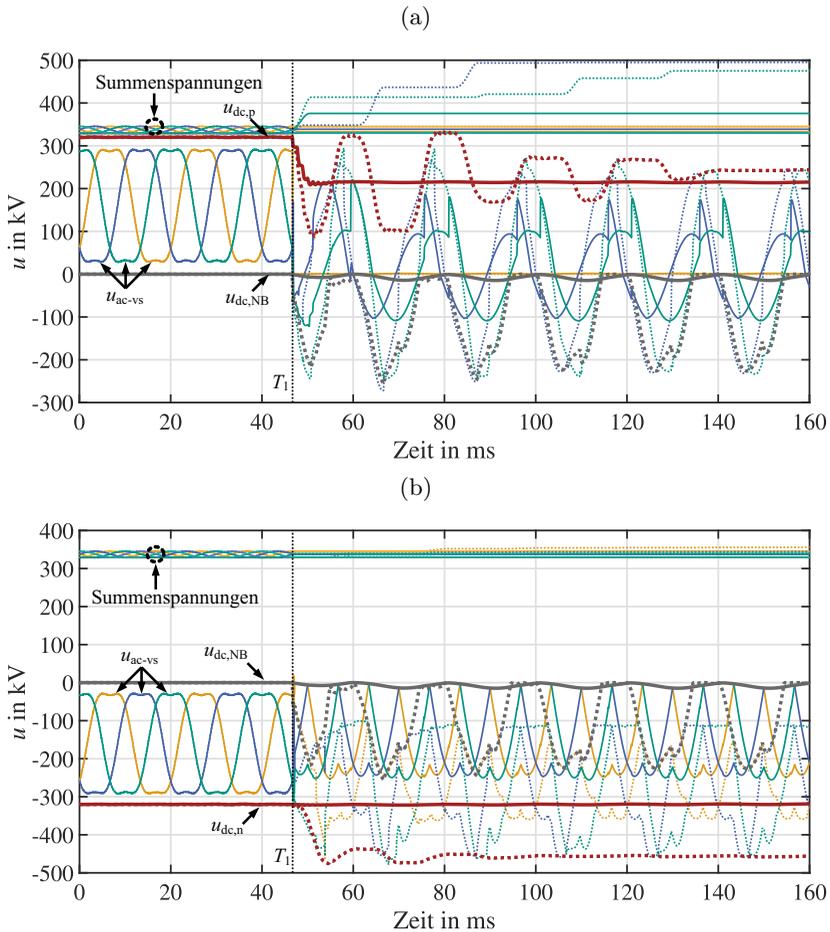


Abbildung 5.8: Spannungsverläufe in der Systemkonfiguration RBP während F8 im vereinfachten EMT-Modell ohne Ableiter: (a) Umrichter des positiven DC-Pols, (b) Umrichter des negativen DC-Pols. Legende: *gestrichelte Linien:* $R_G = 100 \Omega$, *durchgezogene Linien:* $R_G = 0.7 \Omega$.

sowie $u_{ac-vs,3-g}$ nach Fehlereintritt kleinere Werte als vor Fehlereintritt annehmen, wie den Spannungsverläufen in Abbildung 5.8 (a) zu entnehmen ist. Zunächst sollen die rot markierten Strompfade aus Abbildung 5.7 betrachtet werden. In den

negativen Ventilen der fehlerfreien Phasen können infolge von F8 die Dioden D2 zu leiten beginnen und zu einem Strompfad durch die Fehlerstelle mit Widerstand R_F , die Ventilwicklungen des Transformators und die Stationserdung R_G an der DC-Neutral-Sammelschiene führen. Die Dioden D2 des Ventils n3 beginnen zu leiten, falls die Bedingung

$$u_{ac-vs,3-g} < u_{dc,NB} \quad (5.4)$$

erfüllt ist. Die Bedingung aus Gleichung (5.4) tritt jeweils in den negativen Halbschwingungen der AC-Spannung ein, solange bis die Station nicht vom AC-Netz abgetrennt ist. Aufgrund der Induktivitäten im Fehlerkreis kann der Strom durch die Dioden D2 auch in der nachfolgenden positiven Halbwelle der AC-Spannung weiter getrieben werden. Eine umfangreiche Analyse des Systemverhaltens sowie eine analytische Berechnung der Kurzschlussströme während des Fehlerereignisses F8 kann Anhang B entnommen werden. Die Leitdauer der Dioden D2 der Ventile n2 und n3 ist abhängig von den wirksamen Induktivitäten und den ohmschen Anteilen – maßgeblich R_G – im Fehlerstromkreis. Die Überlappungsdauer, in welcher die Dioden D2 beider Ventile n2 und n3 gleichzeitig leiten, wird mit steigenden Werten von R_G kürzer. Die Kurzschlussströme in der fehlerbehafteten Phase 1 auf Ventil- und Netzseite sind in Abbildung 5.9 für unterschiedliche Erdungskonzepte der DC-Neutral-Sammelschiene abgebildet. Die gezeigten Ströme wurden mit dem detaillierten EMT-Modell unter der Berücksichtigung einer realitätsnahen Schutzauslösung ermittelt. Die berücksichtigten Erdungskonzepte sind: (i) starre Erdung ($R_G = 0.7 \Omega$) sowie (ii) Erdung durch zusätzliche Widerstände im Bereich von 100Ω bis $1 \text{ k}\Omega$. Die Kurzschlussströme sind für zwei unterschiedliche Kurzschlussleistungen des angeschlossenen AC-Netzes gezeigt. Es ist erkennbar, dass die Kurzschlussströme sowohl auf der Ventil- als auch auf der Netzseite von einer DC-Komponente überlagert sind¹. Die stark unsymmetrischen Kurzschlussströme auf der Ventilseite werden über den Transformator übertragen und führen auch auf der Netzseite zu einer unsymmetrischen Stromaufteilung. Bei starrer Stationserdung führt die DC-Komponente zu fehlenden Stromnulldurchgängen auf der Netzseite. Dies ist im Hinblick auf die dort platzierten AC-Leistungsschalter als äußerst kritisches Fehlerereignis zu bewerten, da in solchen Fällen ein schnelles Öffnen der AC-Leistungsschalter aufgrund der fehlenden Stromnulldurchgänge nicht möglich ist. Die DC-Komponente auf der Netzseite des Transformators klingt – vergleichbar mit einem Inrush-Vorgang – mit der Zeit ab. Der Abklingvorgang der netzseitigen DC-Komponente kann jedoch je nach Bauart der Stromrichtertransformatoren im Bereich von einigen Hundert Millisekunden bis Sekunden liegen. Aufgrund der hohen Strombelastungen der Dioden D2 beziehungsweise der zugehörigen Bypass-Thyristoren in den Ventile n2 und n3 ist eine schnelle Fehlerklärung durch die AC-Leistungsschalter essentiell, um irreversible

¹Weiterführende Erklärungen können Anhang B entnommen werden.

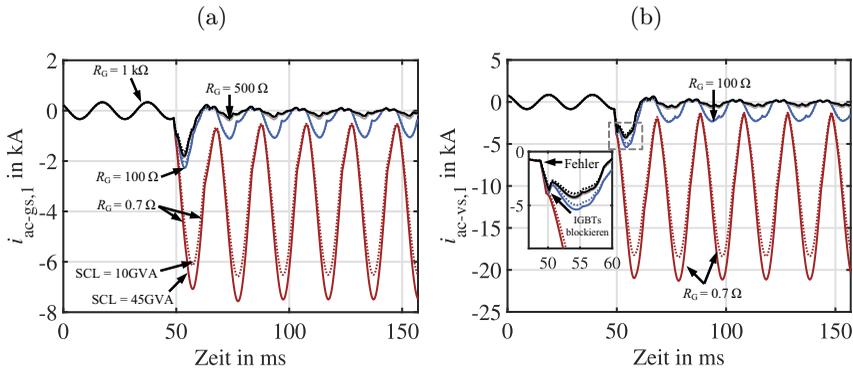


Abbildung 5.9: Einfluss des Erdungswiderstandes R_G in der Systemkonfiguration RBP auf die AC-Kurzschlussströme während eines Erdschlusses auf der Ventilseite des Transformators an der geerdeten Station (F8): (a) Strom in Phase 1 auf Netzseite, (b) Strom in Phase 1 auf Ventilseite.

Folgeschäden an der Leistungselektronik zu vermeiden. Eine mögliche Schutzmaßnahme stellt eine Erdung der DC-Neutral-Sammelschiene durch einen zusätzlichen Erdungswiderstand R_G dar [157]. Dadurch können Stromnulldurchgänge auf der Netzseite während F8 sichergestellt werden sowie eine Reduktion der auftretenden Strombelastungen der Transformator-Einheiten und der Ventile erzielt werden. Es sei erwähnt, dass jedoch auch bei starrer Stationserdung Gegenmaßnahmen existieren, um Stromnulldurchgänge auf der Netzseite während F8 herbeizuführen. So wird in den Beiträgen der Anlagenhersteller [6, 82, 205] die Möglichkeit von zusätzlichen Erdungsschaltern in Kombination mit Erdungswiderständen auf der Netzseite des Transformators genannt. Nach Detektion von F8 werden die Erdungsschalter der Kurzschlusseinheit geschlossen und verursachen auf Netzseite einen symmetrischen dreipoligen Kurzschluss durch eine Impedanz [82]. Aufgrund des symmetrischen dreipoligen Kurzschlusses kann die DC-Komponente in den netzseitigen Kurzschlussströmen deutlich reduziert und eine schnelle Fehlerklärung durch die AC-Leistungsschalter sichergestellt werden.

Neben den Strombelastungen beeinflusst die Auslegung der Erdungskonfiguration die Aufladung der Submodule im Fehlerfall sowie die DC-seitige Spannung während F8. So können die in Abbildung 5.7 grün markierten Strompfade durch die Dioden D1 der positiven Ventile der fehlerfreien Phasen auftreten. Die Dioden D1 des exemplarisch ausgewählten Ventils p3 beginnen zu leiten, falls die Bedingung:

$$u_{dc,p} > u_{c,p3}^{\Sigma} + u_{ac-vs,3-g} \quad (5.5)$$

eintritt. Dann werden die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des positiven

Leitungspols in die Submodulkondensatoren des Ventils p3 entladen. Folglich sinkt $u_{dc,p}$ ab, während die Summenspannung $u_{c,p3}^{\Sigma}$ ansteigt, siehe Abbildung 5.8 (a). Prinzipiell kann auch eine erneute Aufladung der Kabelstrecke des positiven DC-Pols einsetzen (blaue Strompfade aus Abbildung 5.7). Die Dioden D2 des Ventils n3 beginnen zu leiten, falls die Bedingung:

$$u_{ac-vs,3-g} > u_{dc,p} \quad (5.6)$$

erfüllt ist. Bei starrer Stationserdung bricht die ventilseitige AC-Spannung, während einer der roten Kurzschlussstrompfade existiert, ein. In solchen Fällen ist die Bedingung aus Gleichung (5.6) nicht erfüllt und es tritt keine erneute Aufladung der Kabelstrecke auf. Je nach Auslegung von R_G kann jedoch eine erneute Aufladung der Kabelstrecke einsetzen. Der Endwert der DC-seitigen Überspannung ist aber aufgrund des kleineren Scheitelwerts der treibenden Fehlerspannung im Vergleich zur DC-Betriebsspannung $\sqrt{2} \cdot U_{ac,vs} < U_0$ als unkritisch für das Kabelsystem einzuschätzen².

Umrichter des negativen DC-Pols:

Die Spannung an der DC-Neutral-Sammelschiene $u_{dc,NB}$ ist ausschlaggebend für eine etwaige Überspannung an der Kabelstrecke des negativen DC-Pols. Die Spannung $u_{dc,NB}$ stellt sich während F8 im Wesentlichen durch den Anteil des roten Kurzschlussstrompfads und R_G ein, siehe Abbildung 5.8 (a)-(b). Es ist erkennbar, dass die Phase-Erde Spannungen auf der Ventilseite des fehlerfreien Umrichters durch $u_{dc,NB}$ verschoben werden können. Aufgrund der Dreiecksschaltung der Transformator-Einheiten verbleiben die verketteten AC-Spannungen auf der Ventilseite des fehlerfreien Umrichters jedoch näherungsweise konstant. Eine Aufladung der verteilten Kabelkapazitäten des negativen DC-Pols kann über die orangefarbenen Strompfade einsetzen. Die Dioden D2 der exemplarisch ausgewählten Ventile p1 und n3 beginnen zu leiten, falls die Bedingungen:

$$u_{ac-vs,1-g} > u_{dc,NB} \quad (5.7)$$

beziehungsweise:

$$u_{dc,n} > u_{ac-vs,3-g} \quad (5.8)$$

gilt. Je nach Wert der Spannung $u_{dc,NB}$ und damit je nach Erdungskonfiguration können die Bedingungen aus den Gleichungen (5.7)-(5.8) zutreffen und zu einer Aufladung der Kabelstrecke des negativen DC-Pols führen. Prinzipiell können die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des positiven DC-Pols auch in die Submodulkondensatoren der negativen Ventile entladen werden (hellblaue Strompfade). Die Dioden D1 der exemplarisch ausgewählten Ventile p1 und n2 beginnen zu leiten, falls die Bedingungen:

$$u_{ac-vs,1-g} + u_{c,p1}^{\Sigma} < u_{dc,NB} \quad (5.9)$$

²Hierbei stellt $U_{ac,vs}$ den Effektivwert der Grundschiwingung der verketteten Spannung dar.

beziehungsweise die Bedingung:

$$u_{\text{dc},n} + u_{\text{c},n2}^{\Sigma} < u_{\text{ac-vs},2\text{-g}} \quad (5.10)$$

eintreffen. Diese wechselnden Lade- und Entladevorgänge der Kabelstrecke des negativen DC-Pols sind in Abbildung 5.8 (b) für $R_G = 100 \Omega$ erkennbar. Es sei erwähnt, dass auch bei starrer Erdung eine Aufladung der Kabelstrecke des negativen DC-Pols während F8 auftreten kann. Bei starrer Erdung kann die Aufladung an der nicht geerdeten Station erfolgen, siehe weitere Diskussion in Kapitel 5.4. Abschließend gilt für das Systemverhalten während F8 festzuhalten, dass durch einen zusätzlichen Erdungswiderstand die Stromnulldurchgänge auf der Netzseite sichergestellt werden können. Jedoch steigen durch einen zusätzlichen Erdungswiderstand die Kabelüberspannungen an. Darüber hinaus kann durch die Installation eines zusätzlichen Erdungswiderstands die Aufladung der Submodule im Fehlerfall höhere Werte annehmen.

DC-seitiger Fehler

Der DC-seitige Fehler F9 tritt an der geerdeten Station am positiven DC-Pol auf. Abbildung 5.10 zeigt ein vereinfachtes Ersatzschaltbild nach Blockieren beider Umrichter der Station sowie potentielle Fehlerstrompfade. Die Farbe der jeweiligen Strompfade markiert den zugehörigen Ausgleichsvorgang.

Umrichter des positiven DC-Pols:

Nach dem Blockieren kommutieren die Ventilströme entsprechend ihrer Polarität entweder auf die Dioden D2 oder D1. Bei Kommutierung auf D1 kann der Ventilstrom aufgrund der Gegenspannung des Ventils kurzzeitig unterbrochen werden. Im weiteren zeitlichen Verlauf ist der Umrichter des positiven DC-Pols jedoch als ungesteuerter Diodengleichrichter wirksam. Die Dioden D2 aller Ventile können je nach Polarität der jeweiligen ventileseitigen Leiter-Erde Spannung zu leiten beginnen. Es liegen Strompfade durch die Fehlerstelle mit dem Widerstand R_F , die Ventildrosseln, die Ventilwicklungen der Transformatoren und den Erdungswiderstand R_G an der DC-Neutral-Sammelschiene vor. Durch einen zusätzlichen Erdungswiderstand können die Strombelastungen reduziert werden. An der nicht geerdeten Station schließt sich der Strompfad über den Ableiter NBA anstatt über R_G . Der Kurzschlussstrom erlischt erst nach Abtrennung der Station durch die AC-Leistungsschalter. An der nicht geerdeten Station muss das Energieaufnahmevermögen des NBA daher entsprechend dimensioniert werden, da der NBA bis zum Abtrennen der Station einen Ableitstrom führt. Die Auslegung des NBAs stellt daher ein Kompromiss zwischen einem maximal realisierbaren Energieaufnahmevermögen der Ableiterbank und einem zulässigen Schutzpegel an der DC-Neutral-Sammelschiene dar.

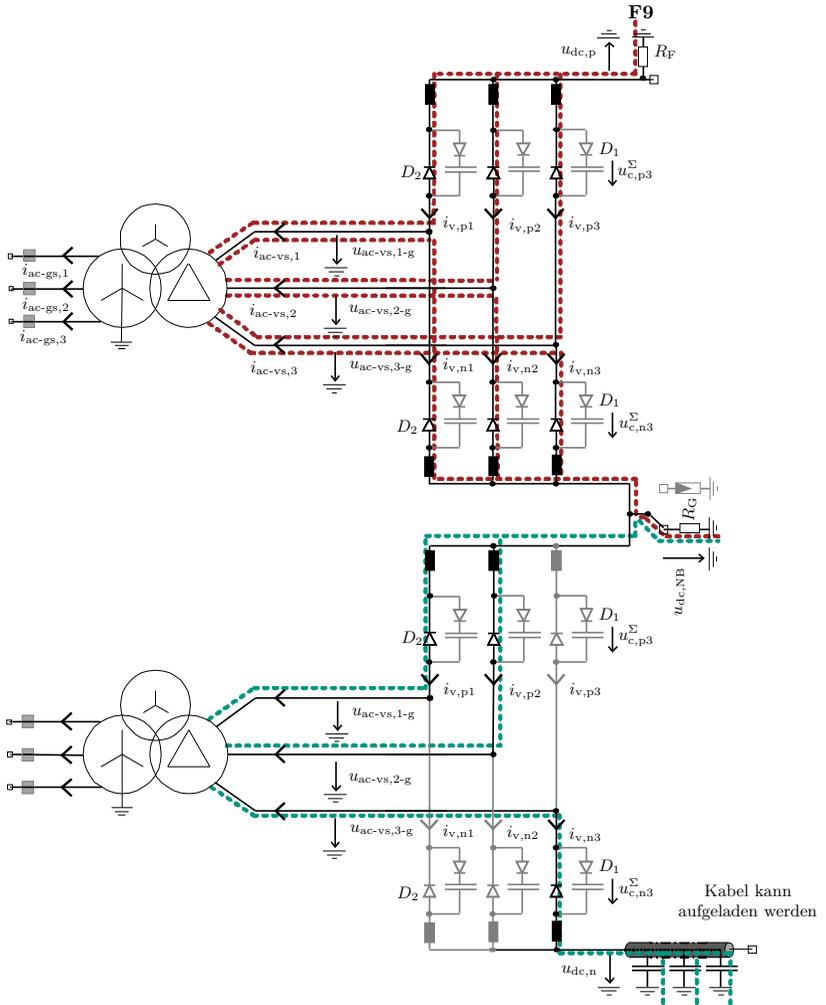


Abbildung 5.10: Vereinfachtes Ersatzschaltbild während F9 nach Blockieren beider Umrichter in der Systemkonfiguration RBP einschließlich möglicher Fehlerstrompfade. Die Farbe der Strompfade gibt den jeweiligen Ausgleichsvorgang an.

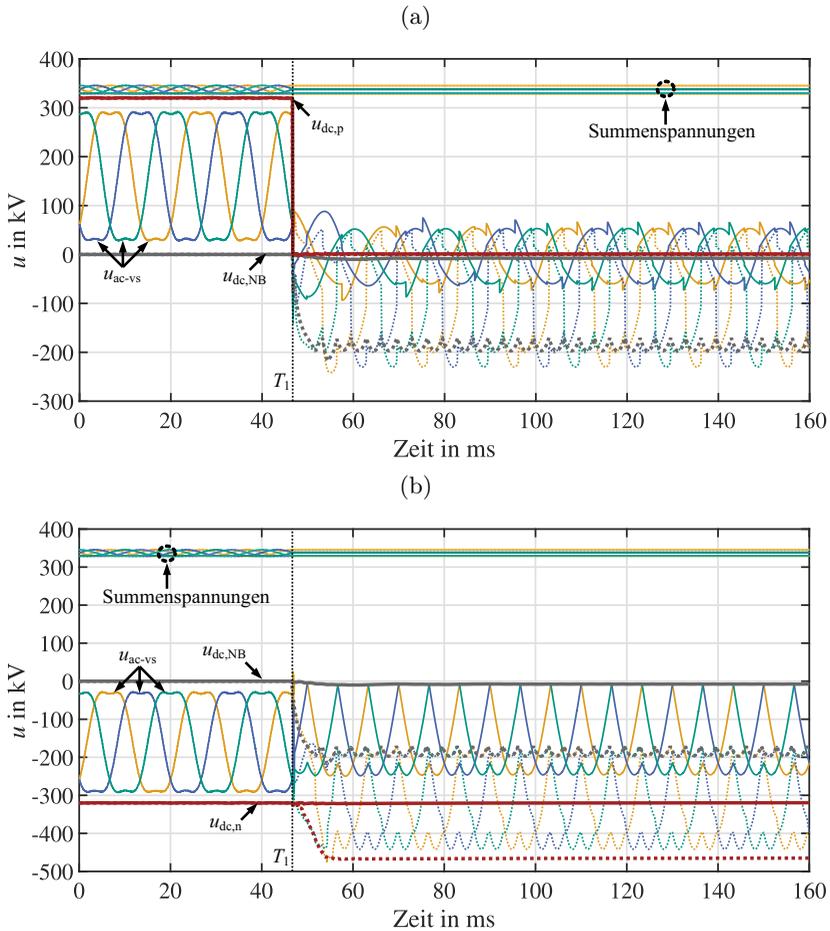


Abbildung 5.11: Spannungsverläufe in der Systemkonfiguration RBP während F9 im vereinfachten EMT-Modell ohne Ableiter: (a) Umrichter des positiven DC-Pols, (b) Umrichter des negativen DC-Pols. Legende: *gestrichelte Linien:* $R_G = 100 \Omega$, *durchgezogene Linien:* $R_G = 0.7 \Omega$.

Umrichter des negativen DC-Pols:

Aufgrund des Umrichterblocks befindet sich auch der Umrichter des negativen DC-Pols in einem ungesteuerten Zustand. Eine etwaige Überspannung an der Kabelstrecke des negativen DC-Pols ist wie zuvor von der Erdungskonfiguration der DC-Neutral-Sammelschiene abhängig. So kann durch einen zusätzlichen Erdungswiderstand R_G der Kurzschlussstrom zwar limitiert werden, jedoch steigt durch diese Maßnahme die Spannung an der DC-Neutral-Sammelschiene $u_{dc,NB}$ an. Aufgrund dessen können sich die ventilseitigen Leiter-Erde Spannungen am Umrichter des negativen DC-Pols verschieben, wie den Spannungsverläufen in Abbildung 5.11 (b) zu entnehmen ist. Sofern die Bedingungen aus den Gleichungen (5.7)-(5.8) eintreten, beginnen die Dioden D2 der exemplarisch ausgewählten Ventile p1 und p3 zu leiten (grüner Strompfad). Folglich werden die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des negativen DC-Pols aufgeladen und der Betrag der DC-seitigen Spannung $u_{dc,n}$ steigt an. Die treibende Fehlerspannung ist näherungsweise die Überlagerung von der verketteten AC-Spannung und $u_{dc,NB}$. Daher ist die auftretende Überspannung am HGÜ-Kabelsystem maßgeblich von der Dimensionierung von R_G abhängig. Infolge eines DC-seitigen Fehlers kann das Kabelsystem des fehlerfreien DC-Pols nach einem Umrichterblock zwar aufgeladen, jedoch nicht entladen werden.

DC-seitiger Fehler F5

Nachdem zuvor das stark vereinfachte Systemverhalten an der geerdeten Station vorgestellt wurde, erfolgt nun eine Berücksichtigung beider Stationen auf Grundlage detaillierter EMT-Modelle. Das transiente Systemverhalten während eines exemplarischen DC-Fehlers wird für eine Kabellänge von 700 km gezeigt. Die Überspannung an der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols infolge des DC-seitigen Kabelfehlers F5 ist in Abbildung 5.12 dargestellt. Neben einer starren Erdung ($R_G = 0.7 \Omega$) wird der Einfluss einer Erdung durch zusätzliche Widerstände im Bereich von 100Ω bis $1 \text{ k}\Omega$ gezeigt. Es ist offensichtlich, dass die Überspannung am Kabelsystem bei größeren Widerstandswerten von R_G ansteigt. Um den Einfluss des NBAs, welcher an der DC-Neutral-Sammelschiene der nicht geerdeten Station platziert ist, aufzuzeigen, sind die Spannungsverläufe jeweils mit aktiviertem beziehungsweise deaktiviertem NBA dargestellt. Im Hinblick auf den erforderlichen Isolationspegel der HGÜ-Kabelanlage stellen in der Systemkonfiguration RBP das Erdungskonzept der DC-Neutral-Sammelschiene sowie der Schutzpegel des NBAs die wesentlichen Einflussfaktoren dar. Für alle nachfolgenden Untersuchungen wird sowohl ein starres Stationserdungskonzept ($R_G = 0.7 \Omega$) als auch ein zusätzlicher Erdungswiderstand von $R_G = 100 \Omega$ weiter berücksichtigt. Beide Erdungskonzepte erscheinen für zukünftige Projekte in der RBP Konfiguration als technisch plausible Systemausführungen.

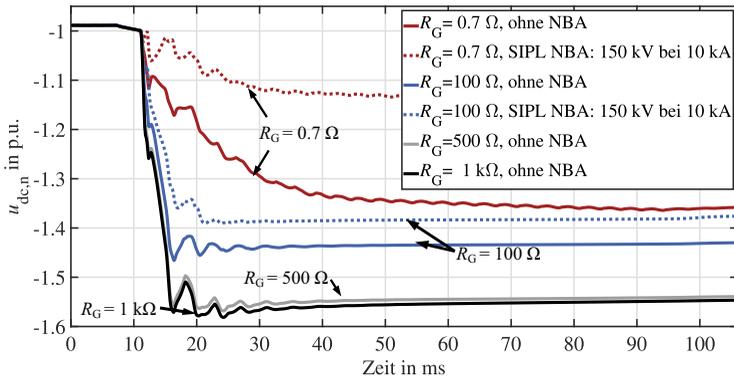


Abbildung 5.12: Einfluss des Erdungswiderstandes R_G an Station 2 sowie des Ableiters an der DC-Neutral-Sammelschiene an Station 1 auf die Kabelüberspannung während F5 in der Systemkonfiguration RBP.

5.4 Systematische Analyse der Kabelbelastungen

Auf Grundlage der Erkenntnisse des vorangegangenen Kapitels, welches das transiente Systemverhalten in ausgewählten Fehlerfällen mithilfe von vereinfachten EMT-Modellen sowie durch geeignete Ersatzschaltungen beschrieb, kann nun der Fokus auf eine systematische Analyse der auftretenden Kabelbelastungen mittels detaillierter EMT-Modelle gelegt werden. Für AC-Systeme existieren in den Normen *IEC 60071-2* [186] und *IEC 60071-4* [200] vereinfachte Berechnungsverfahren zur Abschätzung von temporären beziehungsweise langsam ansteigenden Überspannungen, sodass parametrische Studien mittels EMT-Software häufig nicht erforderlich sind. Um jedoch in HGÜ-Systemen aussagekräftige Ergebnisse erzielen zu können, ist es notwendig auf umfangreiche Transientenanalysen zurückzugreifen, wie *IEC 60071-5*³ [187] und [233] empfehlen, um den Einfluss von Schutz- und Regelfunktionen der Stationen sowie des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens der räumlich ausgedehnten Übertragungstrasse berücksichtigen zu können. Daher werden im Rahmen dieser Arbeit parametrische Ansätze genutzt, mittels welchen die Sensitivität von einer Vielzahl an projektspezifischen Parametern und Fehlerereignissen bewertet werden kann. Auf Grundlage der erzielten Ergebnisse können dann Handlungsempfehlungen für zukünftige HGÜ-Projekte gegeben werden.

³IEC 60071-5 diskutiert die Isolationskoordination hinsichtlich netzgeführter Stromrichterstationen. Eine vergleichbare Norm für selbstgeführte Stromrichter ist aktuell nicht vorhanden.

5.4.1 Klassifizierung der Spannungsformen in HGÜ-Kabelsystemen

Das HGÜ-Kabelsystem ist im Wesentlichen zwei Gruppen von Spannungsformen ausgesetzt, wie die schematische Darstellung in Abbildung 5.13 zeigt. Bei DC-

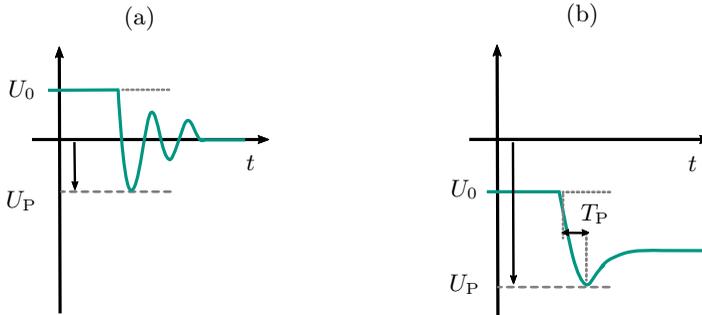


Abbildung 5.13: Schematische Spannungsverläufe mit Spitzenwert U_P im Bezug zur Gleichspannung U_0 : (a) Entladevorgang des fehlerbehafteten Leitungspols, (b) Überspannung am fehlerfreien Leitungspol.

seitigen Fehlern tritt am fehlerbehafteten Leitungspol ein Entladevorgang der Kabelstrecke auf, wodurch dort eine abklingende Spannungsumkehr auftreten kann. Diese wird nachfolgend als Spannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung oder als oszillierender Entladevorgang bezeichnet⁴. An der Kabelstrecke des fehlerfreien Leitungspols kann eine Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung auftreten. Grundsätzlich können beide Spannungsformen eine kritische Beanspruchung für das HGÜ-Kabelsystem darstellen. Daher werden beide Vorgänge systematisch analysiert. Wie der Beitrag von [11] aufzeigt, können während der Spezifikationsphase eines HGÜ-Projekts eine Vielzahl an Bewertungskriterien, wie beispielsweise Spannungs-Zeit-Flächen, Spannungsgradienten und weitere Kenngrößen definiert werden, um die dielektrischen Beanspruchung des Kabelsystems möglichst nahe zu den tatsächlich auftretenden Spannungsformen zu spezifizieren. Der Kürze halber erfolgt im Rahmen dieser Arbeit vor allem eine Diskussion der auftretenden Spitzenwerte sowie der Anstiegszeiten T_P . Eine Analyse weiterer Bewertungskriterien kann den eigenen Veröffentlichungen [209, 217] entnommen werden.

⁴Dieser Vorgang ist nicht mit einem *polarity reversal* zu verwechseln, der in netzgeführten HGÜ-Systemen bei Umkehr der Leistungsrichtung auftritt.

5.4.2 Parametrischer Ansatz

Während der Lebensdauer eines HGÜ-Kabelsystems kann dieses unterschiedlichen Fehlerereignissen ausgesetzt sein. Um eine hohe Zuverlässigkeit ermöglichen zu können, müssen dementsprechend bereits in der Auslegungsphase die potentiell an der Kabelanlage auftretenden Spannungsbeanspruchungen infolge aller technisch plausiblen Fehlerereignisse bekannt sein. Die im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigten Fehlerereignisse sowie deren mögliche Ursachen wurden bereits zu Beginn des Kapitels in Tabelle 5.1 sowie in den Abbildungen 5.1 - 5.2 eingeführt. Die rele-

Tabelle 5.2: Berücksichtigte Parametervariationen.

Parameter	Wertebereich
1. Arbeitsplatz an Station 1 vor Fehlerertritt	a) $+P_{\text{pcc},r}$ bei $+Q_{\text{pcc},r}$, b) $-P_{\text{pcc},r}$ bei $+Q_{\text{pcc},r}$, c) 0 GW bei $+Q_{\text{pcc},r}$
2. Fehlerereignis	F1 - F9, gemäß Tabelle 5.1
3. Fehlerwiderstand R_F	a) 0.1Ω , b) 10Ω
4. Synchronisierung des Fehlerertritt-Zeitpunktes	a) Nulldurchgang von $u_{\text{ac-vs},1}$, b) Nulldurchgang von $i_{\text{ac-vs},1}$
5. Fehlerertritts-Zeitpunkt nach Synchronisierung	a) $\omega \cdot t = 0^\circ$, b) $\omega \cdot t = 45^\circ$, c) $\omega \cdot t = 90^\circ$, d) $\omega \cdot t = 135^\circ$, e) $\omega \cdot t = 180^\circ$, f) $\omega \cdot t = 225^\circ$, g) $\omega \cdot t = 270^\circ$

vanten Fehlerereignisse wurden mittels Voruntersuchungen [209, 217] ausgewählt und beinhalten diverse stationsinterne Fehlerarten sowie verschiedene Kabelfehler⁵ entlang der Übertragungsstrecke. Es sei erwähnt, dass mittels der Statistiken zur Betriebserfahrung von HGÜ-Kabelsystemen [76, 161] Abschätzungen zur Auftretswahrscheinlichkeit eines Fehlerereignisses sowie zur Zuverlässigkeit getroffen werden können [14, 177]. Dieses Themengebiet liegt jedoch außerhalb des Umfangs der Arbeit. Da die beiden Leitungspole identisch aufgebaut sind, werden nur Fehlerereignisse entlang des positiven DC-Pols beziehungsweise an den Stationen des positiven DC-Pols berücksichtigt. Die wesentlichen Parametervariationen sind in Tabelle 5.2 zusammengefasst. Während der Auslegungsphase eines Projekts kann die Variation weiterer Parameter, wie beispielsweise der Ableiterkennlinien oder der Kabelbeläge, erforderlich sein, wie die weitere Diskussion in Kapitel 5.4.9 zeigt. Die in Tabelle 5.2 genannten Arbeitspunkte beziehen sich auf den Netzanschlusspunkt (PCC, engl. *point of common coupling*) an der leistungsgeregelten

⁵Kabelfehler werden als Kurzschluss zwischen Leiter und Kabelschirm mit zusätzlicher Erdberührung modelliert. Es sei erwähnt, dass bei niederohmigen Kabelfehlern zwischen Leiter und Kabelschirm eine etwaige zusätzliche Erdberührung jedoch nahezu keinen Einfluss zeigt.

Station 1 bei Anwendung des Erzeugerzählpfeilsystems. Tabelle 5.3 zeigt eine Zuordnung der Betriebsmodi *Wechselrichter* und *Gleichrichter* entsprechend der berücksichtigten Arbeitspunkte ⁶. An der leistungsgeregelten Station wird der Arbeitspunkt der Wirkleistung so eingestellt, dass am PCC des Gleichrichters gerade die Bemessungsleistung des Systems bezogen wird. Die Untersuchungen erfolgen an beiden Stationen jeweils bei maximaler induktiver Blindleistungsabgabe (beziehungsweise kapazitiver Blindleistungsaufnahme), da dann die höchsten im Normalbetrieb zu erwartenden AC-Spannungen auf der Ventilseite auftreten. Im stationären Betrieb liegt in allen Szenarien die betragsmäßig höchste DC-Spannung – die Nennbetriebsspannung U_0 – am Gleichrichter an. Um die betragsmäßig maximalen Spannungsbeanspruchungen entlang der Kabelstrecke identifizieren zu können, werden räumlich verteilte Spannungsmessstellen entlang der Kabelstrecken beider Leitungspole im Abstand von 5 % der Übertragungslänge l platziert. Diese Maßnahme ist zwingend erforderlich, um etwaige, lokale Spannungsmaxima aufgrund von Wanderwellenvorgängen feststellen zu können. Die Leiter-Erde Spannungen entlang der Kabelstrecken beider DC-Pole sind mit $u_{dc,p}$ und $u_{dc,n}$ bezeichnet und auf die DC-Nennbetriebsspannung U_0 normiert. Das entwickelte Vorgehen sieht vor, in einem ersten Schritt alle festgelegten Parametervariationen mithilfe von EMT-Software auszuführen. Je nach Anzahl der berücksichtigten Parameter können ohne Weiteres mehrere Tausend Permutationen erforderlich sein. Anschließend werden durch Postprocessing die ermittelten Spannungsverläufe systematisch in Bezug auf die definierten Bewertungskriterien, wie Polarität, Spitzenwert oder Stirnzeit, analysiert. Unter Berücksichtigung der räumlich verteilten Spannungsmessstellen können durchaus mehrere Hunderttausend zeitabhängige Spannungsvektoren anfallen. Dies erfordert daher zwingend performante Algorithmen zur Datenanalyse.

Tabelle 5.3: Rollenverteilung beziehungsweise Betriebsmodi der Umrichterstationen.

Arbeitspunkt an der leistungsgeregelten Station 1	Klassische Rollenverteilung	
	Station 1	Station 2
1. $+P_{pcc,r}$ bei $+Q_{pcc,r}$	Wechselrichter	Gleichrichter
2. $-P_{pcc,r}$ bei $+Q_{pcc,r}$	Gleichrichter	Wechselrichter
3. $0\text{ GW}, +Q_{pcc,r}$	–	–

⁶Nachfolgend wird aus Gründen der Übersicht auf das Subskript *pcc* verzichtet und die Bemessungsleistung am PCC nur mit dem Subskript *r* (engl. *rated*) gekennzeichnet.

5.4.3 Maximale Spitzenwerte entlang der Kabelstrecke

Abbildung 5.14 zeigt die höchsten Spitzenwerte aller Überspannungen und Entladevorgängen entlang der Kabelstrecken beider DC-Pole. Der höchste Spitzenwert ist hier definiert als entweder höchster Scheitelwert einer Überspannung mit gleicher Polarität wie die Gleichspannung U_0 oder als höchster Scheitelwert eines Entladevorgangs der fehlerbehafteten Kabelstrecke. Die Spitzenwerte sind jeweils in Abhängigkeit des Fehlerereignisses, des Arbeitspunktes vor Fehlereintritt und der Systemkonfiguration dargestellt. Die angegebenen Spitzenwerte wurden unter Berücksichtigung sämtlicher Parametervariationen gemäß Tabelle 5.2 sowie aller räumlich verteilten Spannungsmessstellen entlang der Kabelstrecken ermittelt. Da die untersuchten Fehlerereignisse entlang des positiven DC-Pols beziehungsweise an den Stationen des positiven DC-Pols auftreten, kann eine Überspannung mit gleicher Polarität wie die Gleichspannung an der Kabelstrecke des negativen DC-Pols beobachten werden, siehe Abbildung 5.14 (a). Eine Entladung der Kabelstrecke tritt für die Fehlerereignisse F1, F3-F7 und F9 am positiven DC-Pol auf, siehe Abbildung 5.14 (b). Infolge eines Erdschlusses auf der Ventilseite der Transformatoren F2, F8 tritt an beiden DC-Polen eine Überspannung mit gleicher Polarität zur Betriebsspannung auf. Auf Grundlage von Abbildung 5.14 können folgende Aussagen getätigt werden:

- In der Systemkonfiguration SMP treten infolge der Fehlerereignisse ausnahmslos höhere Überspannungen als in der Konfiguration RBP auf.
- Das Fehlerereignis, welches im SMP zu dem höchsten Spitzenwert aller Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Gleichspannung führt, ist ein Kabelfehler in der Mitte der Übertragungsstrecke (F5) bei geringer/keiner Wirkleistungsübertragung. Diese Aussage wird auch in dem Beitrag [109] eines Anlagenherstellers getätigt. Für das untersuchte System mit einer Länge von 700 km beträgt der Spitzenwert der betragsmäßig maximalen Überspannung 1.72 p.u..
- In der Systemkonfiguration RBP ist der betragsmäßige Spitzenwert aller Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Gleichspannung abhängig von der Erdungskonfiguration und beträgt 1.38 p.u. ($R_G = 0.7 \Omega$, F7) beziehungsweise 1.55 p.u. ($R_G = 100 \Omega$, F3).
- Bei Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung treten im Allgemeinen höhere Scheitelwerte auf, falls der Fehler am oder in der Nähe des Wechselrichters auftritt. Dieser Sachverhalt wird in Kapitel 5.4.6 analysiert.
- In Hinblick auf Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung beziehungsweise Entladevorgänge des fehlerbehafteten Kabels treten die betragsmäßig höchsten Scheitelwerte von circa 0.96 p.u. infolge eines

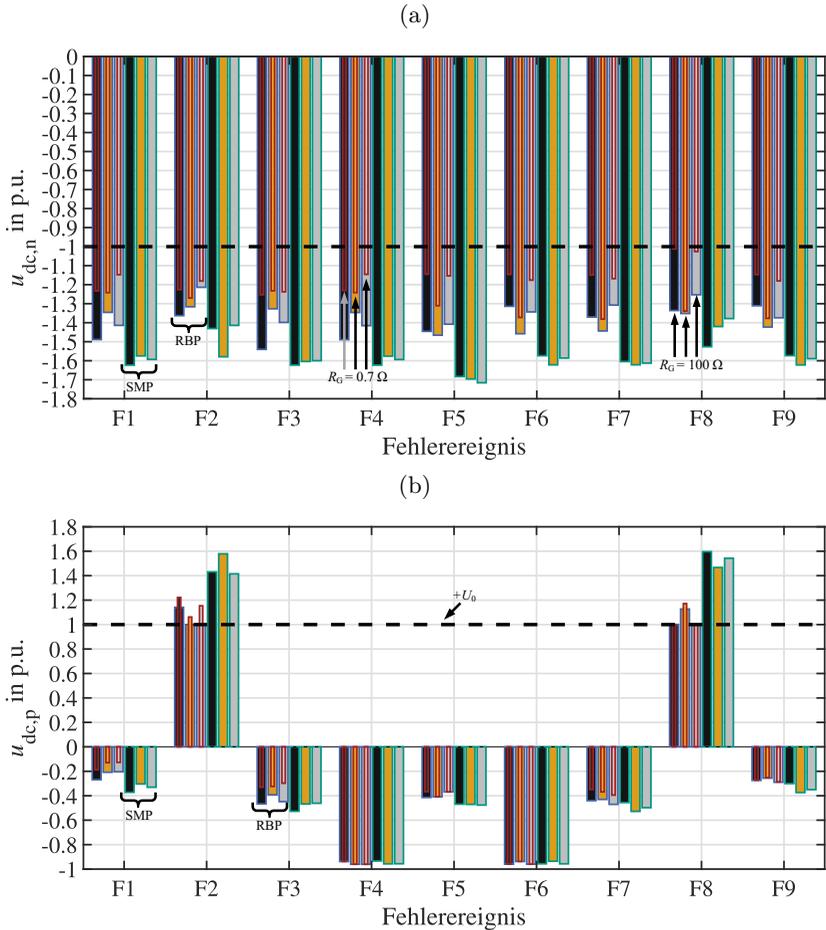


Abbildung 5.14: Höchste Spitzenwerte aller ermittelten Spannungen entlang der Kabelstrecke in Abhängigkeit des Fehlerereignisses, des Arbeitspunktes vor Fehlereintritt und der Systemkonfiguration: (a) höchste Spitzenwerte entlang des negativen Pols, (b) höchste Spitzenwerte entlang des positiven Pols. Legende: *grüne Umrandung:* SMP, *blaue Umrandung:* RBP mit $R_G = 100 \Omega$, *rote Umrandung:* RBP mit $R_G = 0.7 \Omega$, *schwarze Füllung:* $+P_r$, *orange Füllung:* $-P_r$, *graue Füllung:* 0 GW.

Kabelfehlers in unmittelbarer Nähe zur Station auf (F4 und F6). Die auftretenden Spitzenwerte infolge dieses Fehlerereignisses sind sowohl unabhängig von der Systemkonfiguration als auch unabhängig von dem gewählten Erdungskonzept der DC-Neutral-Sammelschiene in der RBP Konfiguration.

5.4.4 Spannungsprofile entlang der Kabelstrecke

Abbildung 5.15 zeigt die Worst Case⁷ Spannungsprofile aller untersuchten Fehlerereignisse entlang der Kabelstrecken beider DC-Pole. Jedes Profil beinhaltet an jeder Spannungsmessstelle entlang der Kabelstrecke den jeweilig höchsten Spitzenwert der Spannung. Daher kann das Worst Case Profil eines Fehlerereignisses unterschiedliche Parametervariationen beinhalten. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist nur das Fehlerereignis, welches in der jeweiligen Systemkonfiguration den betragsmäßig höchsten Spitzenwert verursacht, beschriftet. Die Spannungsprofile infolge der anderen Fehlerereignisse sind mit reduzierter Liniendicke dargestellt und können im Detail der eigenen Veröffentlichung [209] entnommen werden. Wie in der Übersichtsgrafik in Abbildung 5.1 angedeutet, befindet sich die Messstelle $x = 0\%$ an Station 1 und die Messstelle $x = 100\%$ an Station 2. Es sei darauf hingewiesen, dass die ausgewerteten Spannungen $u_{dc,p}$ und $u_{dc,n}$ somit diverse Messstellen entlang der Kabelstrecke berücksichtigen. Anhand der Spannungsprofile aus Abbildung 5.15 können folgende Aussagen getroffen werden:

- In der Systemkonfiguration SMP tritt die betragsmäßig größte Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung in der Mitte der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols während F5 auf. Dieses Systemverhalten kann auch bei kürzeren Kabellängen beobachtet werden und wird in Kapitel 5.4.6 analysiert.
- Aus den Spannungsprofilen wird ersichtlich, dass insbesondere in der Konfiguration SMP eine Berücksichtigung von räumlich verteilten Spannungsmessstellen unverzichtbar ist, um belastbare Aussagen zu den auftretenden Überspannungen entlang des Kabelsystems treffen zu können. Untersuchungen wie [1, 145], die ausschließlich Messstellen an den Kabelenden berücksichtigen, können zu einer signifikanten Fehlinterpretationen führen.
- In der Systemkonfiguration RBP treten – zumindest bei einer Kabellänge von 700 km – die betragsmäßig maximalen Überspannungen mit gleicher Polarität zur Betriebsspannung an den Umrichterstationen beziehungsweise an den dort platzierten Kabelendverschlüssen auf. Je nach Erdungskonfiguration treten diese entweder an der geerdeten oder an der nicht geerdeten Station auf.

⁷Der in diesem Zusammenhang genutzte Begriff *Worst Case* bezieht sich ausschließlich auf den höchsten Spitzenwert der Spannung und nicht auf eine Bewertung der auftretenden Beanspruchungen in Hinblick auf die Kabelisolierung.

- Die betragsmäßig größte Polaritätsumkehr tritt in allen Systemkonfigurationen während des Kabelfehlers F4 beziehungsweise F6 am Kabelendverschluss auf. Hierbei handelt es sich um den Kabelendverschluss, der in unmittelbarer Nähe zum Kabelfehler platziert ist. Dieses Systemverhalten wird in Kapitel 5.4.6 weiter untersucht.

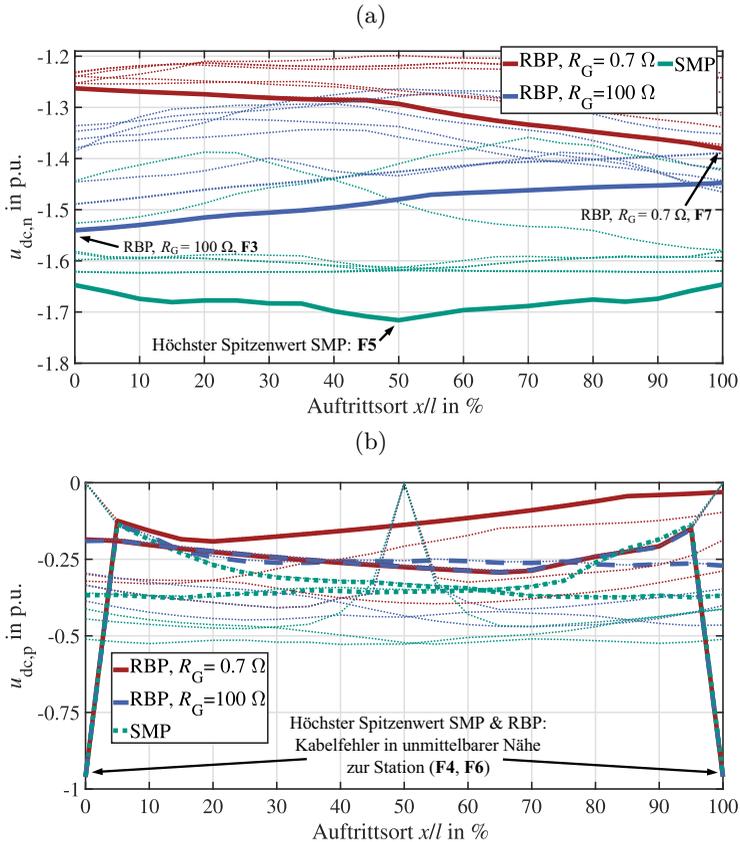


Abbildung 5.15: Worst Case Spannungsprofile entlang der Kabelstrecken beider DC-Pole: (a) Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung (negativer DC-Pol), (b) Spannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung (positiver DC-Pol).

5.4.5 Exemplarische Spannungs- und Überspannungsverläufe

Im Rahmen dieses Kapitels werden exemplarische Zeitverläufe von Überspannungen und oszillierenden Entladevorgängen infolge ausgewählter Fehlerereignisse vorgestellt.

Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung

Abbildung 5.16 zeigt für die Parameterkombinationen, die für das Fehlerereignis F5 den höchsten Spitzenwert hervorruft, den Spannungsverlauf gemessen am Auftrittort des höchsten Spitzenwerts. In beiden Systemkonfigurationen besteht die

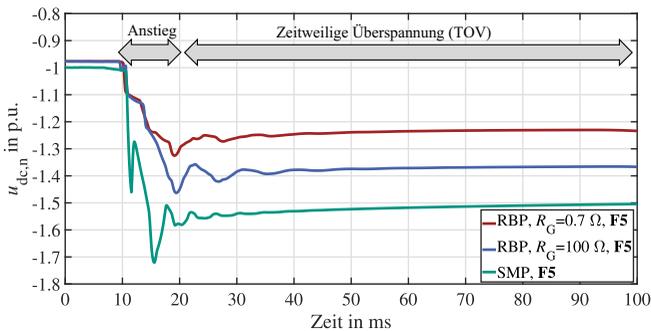


Abbildung 5.16: Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung, ermittelt am Ort des höchsten Spitzenwerts infolge von F5.

generalisierte Überspannungsform aus einem langsamen Anstieg⁸, während dem der Spitzenwert erreicht wird und einer nachfolgenden temporären Überspannung (TOV, engl. *temporary overvoltage*). Während des Anstiegs der Überspannung können entlang der räumlich ausgedehnten Kabelstrecke Ausgleichsvorgänge einsetzen und zu ortsabhängigen Spannungsmaxima führen. Diese Vorgänge werden im nachfolgenden Kapitel 5.4.6 untersucht. In der RBP Konfiguration ist sowohl der Spitzenwert der Überspannung als auch der Pegel der TOV von der Erdungskonfiguration der DC-Neutral-Sammelschiene und der Auslegung des NBAs abhängig. In der SMP Konfiguration wird der Endwert der TOV maßgeblich von der U - I -Kennlinie der Kabelableiter beeinflusst. Darüber hinaus ist in beiden Systemkonfigurationen der Pegel der TOV von der ventiltseitigen AC-Spannung

⁸Die Norm IEC 60071-1 definiert die Überspannungsform *langsamer Anstieg* als $20 \mu\text{s} < T_P < 5000 \mu\text{s}$. Die zu erwartenden Anstiegszeiten können bei SMP und RBP Systemen außerhalb dieses Intervalls liegen, siehe Diskussion in Kapitel 5.4.7.

und dem Zeitpunkt des Abtrennens der Stationen durch die AC-Leistungsschalter⁹ abhängig. In beiden Systemkonfigurationen liegt die TOV auch nach der Schalthandlung der AC-Leistungsschalter und der daraus resultierenden Abtrennung beider Stationen vom AC-Netz am Kabelsystem an. Aufgrund der geringen Querleitwerte der Kabelstrecke und der DC-Betriebsmittel an den Stationen kann die intrinsische Entladung der Kabelstrecke über die Querleitwerte im Bereich von Stunden bis Tagen liegen [81]. Wie die Projektstudie [25] zeigt, sind daher zusätzliche Entladungseinrichtungen erforderlich, um nach der Abtrennung der Stationen vom AC-Netz die Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols kontrolliert zu entladen.

Spannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung

Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung treten während dem Entladevorgang der Kabelstrecke des fehlerbehafteten DC-Pols auf. Abbildung 5.17 zeigt exemplarische Spannungsverläufe, die infolge von Kabelfehlern an der Kabelstrecke des fehlerbehafteten DC-Pols auftreten können. Die

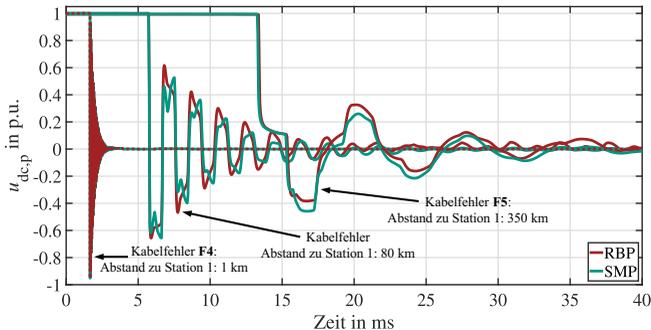


Abbildung 5.17: Exemplarische Spannungsverläufe an der Kabelstrecke des fehlerbehafteten DC-Pols für unterschiedliche Auftrittsorte eines Kabelfehlers, ermittelt am Kabelende an Station 1.

dargestellten Verläufe sind am Kabelende an Station 1 ermittelt. Eine vergrößerte Ansicht des Spannungsverlaufes während F4 sowie eine Analyse der auftretenden Ausgleichsvorgänge erfolgt im nachfolgenden Kapitel 5.4.6. Es sei erwähnt, dass die gezeigten Spannungsverläufe an der nicht geerdeten Station 1 in der Systemkonfiguration RBP unabhängig vom gewählten Erdungskonzept der DC-Neutral-Sammelschiene sind¹⁰. Für räumlich entfernte Kabelfehler sind in den

⁹Dieser Parameter ist vor allem bei stationsinternen und ventilsseitigen AC-Fehlern relevant.

¹⁰Für Messstellen zwischen Kabelfehler und der geerdeten Station 2 trifft diese Aussage verständlicherweise nicht zu.

beiden Systemkonfigurationen RBP und SMP Unterschiede in Hinblick auf die Spannungsverläufe feststellbar, da in der RBP Konfiguration die Umrichter des fehlerbehafteten DC-Pols nach dem Umrichterblock als Diodengleichrichter wirksam sind. Der oszillierende Entladevorgang der Kabelstrecke kann je nach Weglänge zwischen dem Auftrittsort des Kabelfehlers und dem Kabelende in Frequenzbereichen von circa $70 \text{ Hz} < f < 45 \text{ kHz}$ liegen¹¹. Da ein Kabelfehler grundsätzlich an jedem beliebigen Ort entlang der Kabelstrecke auftreten kann, variiert die Spannungsform des Kabelentladevorgangs entsprechend. Niederfrequente Entladevorgänge, die bei räumlich entfernten Kabelfehlern zu beobachten sind, führen zwar zu deutlich niedrigeren Spitzenwerten der Spannungsumkehr als stationsnahe Kabelfehler, jedoch zu längeren Zeitdauern bei denen die Spannung die entgegengesetzte Polarität annimmt. Bislang existiert keine einheitliche Meinung, ob die oszillierende Spannungsumkehr oder welche der möglichen Spannungsformen eine auslegungsrelevante Beanspruchung für die Kabelisolierung darstellen. Aus Sicht eines zukünftigen Anlagenbetreibers sollte daher neben dem Spitzenwert des oszillierenden Entladevorgangs weitere Kenngrößen, wie beispielsweise Spannungs-Zeit-Flächen oder Spannungsgradienten, in der Spezifikationsphase eines HGÜ-Kabelprojekts definiert werden [11].

5.4.6 Aufbau der Überspannungen und Polaritätswechsel mit den höchsten Scheitelwerten

Dieses Kapitel analysiert die transienten Ausgleichsvorgänge, die zu den Überspannungen beziehungsweise zu den Polaritätswechseln mit den höchsten Spitzenwerten führen. Zunächst wird der Überspannungsaufbau in der Systemkonfiguration SMP untersucht. Darauf aufbauend wird der grundlegende Zusammenhang zwischen dem Arbeitspunkt vor Fehlereintritt und dem Überspannungsaufbau in den beiden Systemkonfigurationen SMP und RBP behandelt. Anschließend erfolgt eine Analyse von Spannungsverläufen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung.

Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung

Wie in Kapitel 5.4.4 aufgezeigt, verursacht in der Systemkonfiguration SMP ein Kabelfehler bei 50 % der Systemlänge (F5) die Überspannung mit dem höchsten Spitzenwert. Die höchste Überspannung tritt in der Mitte der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols auf und nimmt den maximalen Scheitelwert an, falls der

¹¹Die obere Frequenz ist abhängig vom minimalen Abstand zwischen Station und berücksichtigtem Fehlerort beziehungsweise von der zugehörigen Laufzeit entlang des Kabelabschnitts, siehe Kapitel 5.4.6. Die untere Frequenz ist abhängig von der Gesamtlänge der Kabelstrecke.

Wirkleistungsarbeitspunkt vor Fehlereintritt 0 GW beträgt¹². Dieses Systemverhalten ist auch bei kürzeren Trassenlängen zu beobachten [209] und wird auch von anderen Untersuchungen bestätigt [109, 230]. Um nachfolgend das Systemverhalten möglichst allgemeingültig zu beschreiben, wird neben der zuvor untersuchten Trassenlänge von 700 km eine weitere Systemlänge von 200 km zugrunde gelegt. Abbildung 5.18 zeigt für die Parameterkombination, welche den höchsten Spitzenwert hervorruft, die Spannung an ausgewählten Messstellen entlang der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols. Der Aufbau der Überspannung entlang der Kabelstrecke stellt eine Überlagerung unterschiedlicher Ausgleichsvorgänge dar. Die jeweiligen Vorgänge können entsprechend der zeitlichen Abfolge eingeteilt werden: (i) Zeitspanne Δt_1 zwischen Fehlereintritt und Umrichterblock, (ii) Zeitspanne Δt_2 während der die Spannung nach dem Umrichterblock orts- und zeitabhängig ist, und (iii) Zeitspanne Δt_3 , in der die Spannung einen temporären Endwert erreicht und somit ortsunabhängig sowie nahezu zeitunabhängig ist. Während der Zeitspanne Δt_1 stellt sich ein Strompfad durch die Fehlerstelle, die fehlerbehaftete Kabelstrecke, den jeweiligen Umrichter sowie die räumlich verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols ein. Dieser Strompfad führt zu einem Umladevorgang zwischen den räumlich verteilten Kabelkapazitäten der beiden DC-Pole. Aufgrund dessen steigt vor Detektion des Fehlers der Betrag der Spannung $u_{dc,n}$ am fehlerfreien DC-Pol an beiden Stationen an. Die hierbei auftretende Steilheit der Spannung $u_{dc,n}$ ist maßgeblich abhängig von der Länge der angrenzenden Kabelstrecke. Bei einem Wirkleistungsarbeitspunkt von 0 GW sowie identischen Blindleistungsarbeitspunkten an beiden Stationen ist infolge von F5 eine nahezu zeitgleiche Schutzauslösung an beiden Stationen zu erwarten. Die Schutzfunktion zur Überwachung der DC-Spannungsasymmetrie löst den Umrichterblock aus. Dementsprechend erfolgt der Umrichterblock an beiden Stationen nahezu zeitgleich. Zum Zeitpunkt des Umrichterblocks t_{by} besteht die Spannung $u_{dc,n}$ an der jeweiligen Station $y \in \{1, 2\}$ aus einer Impulsspannung mit Spitzenwert u_{fy} , die der Betriebsspannung überlagert ist, wie der vergrößerte Ausschnitt in Abbildung 5.18 verdeutlicht. Die beiden impulsförmigen Spannungen u_{f1} und u_{f2} breiten sich von beiden Kabelenden ausgehend entlang der Kabelstrecke aus. Diese Vorgänge können mittels des vereinfachten Wellengitters aus Abbildung 5.19 veranschaulicht werden. Darin stellt Z_C den Wellenwiderstand des Kabels und τ die Laufzeit entlang der Kabelstrecke mit der Länge l dar. Falls an beiden Stationen zum gleichen Zeitpunkt t_{b1} der Umrichterblock erfolgt, überlagern sich u_{f1} und u_{f2} zum Zeitpunkt $t_m = t_{b1} + \tau/2$ in der Mitte der Kabelstrecke. Folglich kann die Spannung in der Mitte der Kabelstrecke zum Zeitpunkt t_m mittels der Summe aus den beiden Wanderwellen sowie der überlagerten Betriebsspannung abgeschätzt werden:

$$u(x_m, t_m) = U_0 + u_{f1} \cdot e^{-\alpha \cdot x_1} + u_{f2} \cdot e^{-\alpha \cdot x_2}. \quad (5.11)$$

¹²Ein vergleichbares Systemverhalten ist bei Arbeitspunkten mit geringem Wirkleistungsaustausch zu erwarten.

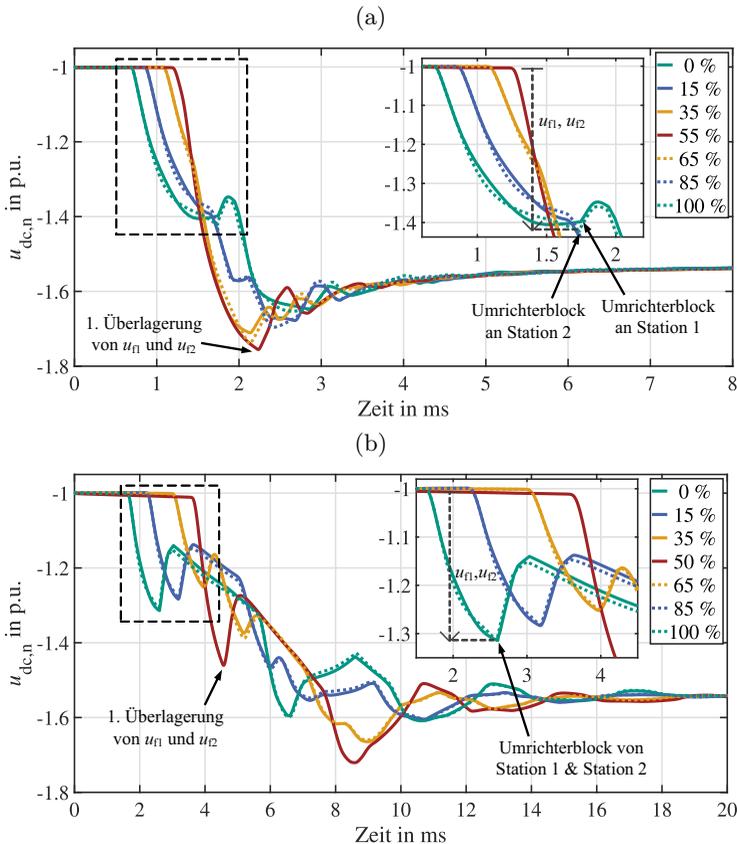


Abbildung 5.18: Aufbau der Überspannung entlang der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols infolge des Kabelfehlers F5 im SMP: (a) Trassenlänge $l = 200$ km, (b) Trassenlänge $l = 700$ km.

Der exponentielle Anteil in Gleichung (5.11) beschreibt die Dämpfung der jeweiligen Wanderwelle entlang der Wegstrecke x_y . Die Abschätzung aus Gleichung (5.11) berücksichtigt keine Dispersionseffekte¹³ und vernachlässigt die Frequenzabhängigkeit der Dämpfungskonstante α ¹⁴. Wie in Abbildung 5.18 (a) zu erkennen ist,

¹³Die Abschätzung berücksichtigt nicht den Phasenbelag β der Ausbreitungskonstante, vergleiche Gleichung (3.8) in Kapitel 3.1.1.

¹⁴Beide Annahmen sind nur im Rahmen einer Abschätzung zulässig. Für das berücksichtigte Kabeldesign beträgt α im relevanten Frequenzbereich circa $\alpha(10\text{ Hz} \dots 1\text{ kHz}) \approx 0.36 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{km}} \dots 1.6 \times 10^{-3} \frac{1}{\text{km}}$.

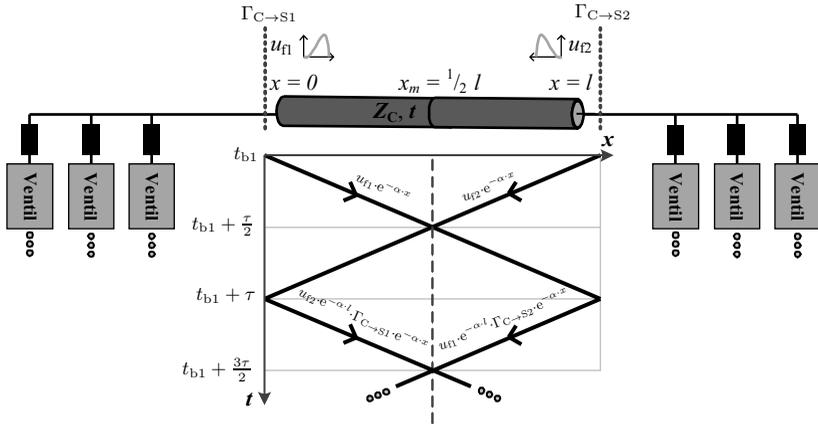


Abbildung 5.19: Wellengitter entlang der Kabelstrecke des fehlerfreien DC-Pols während des Kabelfehlers F5 in der Systemkonfiguration SMP.

tritt bei einer Systemlänge von 200 km der Spitzenwert der Überspannung infolge der ersten Überlagerung von u_{f1} und u_{f2} auf. Hingegen führt bei einer Systemlänge von 700 km die erste Überlagerung von u_{f1} und u_{f2} zu einem kurzzeitigen Spannungsspeak während der Anstiegszeit, jedoch nicht zu dem Scheitelwert der Überspannung. Dieses Verhalten kann mit der höheren Dämpfung der Wanderwellen aufgrund der längeren Wegstrecken x_y sowie durch die geringere Spannungssteilheit während Δt_1 begründet werden. Bei einer Systemlänge von 700 km tritt der Spitzenwert circa zum Zeitpunkt $t = t_{b1} + (3 \cdot \tau)/2$ auf, siehe Abbildung 5.19. Der Spitzenwert tritt infolge der ersten Reflexion von u_{fy} an der jeweils gegenüberliegenden, blockierten Station auf. An den Kabelendverschlüssen wird die Spannung durch die Überspannungsableiter begrenzt. Je nach Systemlänge beziehungsweise je nach Spannungsverlauf führen diese zum Zeitpunkt der ersten Reflexion $t = t_{b1} + \tau$ bereits einen Ableitstrom. In solchen Fällen ist eine etwaige rücklaufende Welle stark reduziert. Nachdem die Ausgleichsvorgänge entlang der räumlich ausgedehnten Kabelstrecke abgeklungen sind, wird während Δt_3 an jedem Ort entlang der Kabelstrecke der temporäre Endwert der Überspannung erreicht. Dieser ist vor allem von der U - I -Kennlinie der Kabelableiter abhängig.

Zusammenhang zwischen Arbeitspunkt und Überspannung

Ausgehend von den vorangegangenen Überlegungen wird nun der Zusammenhang zwischen dem Arbeitspunkt vor Fehlereintritt und dem Spannungsaufbau in den beiden Systemkonfigurationen SMP und RBP aufgezeigt. Während Δt_1 , also vor Detektion des Fehlerereignisses, setzt eine Überlagerung des DC-Betriebs-

troms und des entstehenden Fehlerstroms ein. Je nach Arbeitspunkt der Station können der DC-Betriebsstrom und der Fehlerstrom entweder gegenläufig oder gleichläufig zueinander sein. In dem zuvor beschriebenen Wirkleistungsarbeitspunkt von 0 GW tritt kein DC-Betriebsstrom auf, sodass an beiden Stationen auf der DC-Seite nur der Fehlerstrom wirksam ist. Für die nun betrachteten Fehlerereignisse und Arbeitspunkte ist eine zeitlich versetzte Schutzauslösung an beiden Stationen zu erwarten. Dementsprechend erfolgt der Umrichterblock an beiden Stationen nicht zeitgleich ($t_{b1} \neq t_{b2}$). Abbildung 5.20 (a) skizziert für die Konfiguration SMP die Strompfade während des exemplarischen Fehlerereignisses F9. Der Fehler F9 tritt in diesem Fall am Wechselrichter auf. Die gezeigten Strompfade gelten für einen exemplarisch gewählten Zeitpunkt nach Blockieren beider Stationen ($t > t_{b1} > t_{b2}$). Es sei erwähnt, dass an beiden Stationen weitere Strompfade durch die Überspannungsableiter wirksam sein können. Diese sind aus Gründen der Übersichtlichkeit jedoch nicht eingezeichnet. Vor dem Umrichterblock des Wechselrichters zum Zeitpunkt t_{b2} sind dort der DC-Betriebsstrom I_{dc} und der Fehlerstrom gegenläufig, wie die Skizze des prinzipiellen Stromverlaufs von $i_{dc,n,WR}$ in Abbildung 5.20 (a) zeigt. Am Gleichrichter sind der DC-Betriebsstrom und der Fehlerstrom gleichläufig, sodass dort zum Zeitpunkt t_{b1} des Umrichterblocks ein höherer Spitzenwert von $i_{dc,n,GR}$ auftreten kann. Gemäß den Erklärungen aus Kapitel 5.3.1 kommutieren beim Blockieren die jeweiligen Ventilströme bei negativer Polarität auf die Dioden D2. In solchen Fällen werden die verteilten Kapazitäten der Kabelstrecke vom Gleichrichter ausgehend weiter aufgeladen, solange bis $i_{dc,n,GR}$ erlischt. Aufgrund der räumlich ausgedehnten Kabelstrecke verursacht dieser Vorgang eine Spannungswelle u_{f1} , die sich vom Gleichrichter aus startend entlang der Kabelstrecke ausbreitet. Am Wechselrichter ist aufgrund der gegenläufigen Ströme die Aufladung der Kabelstrecke weniger stark ausgeprägt, sodass die dort entstehende Spannungswelle einen deutlich geringeren Scheitelwert aufweist. Analog zu der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Wellenausbreitung können sich die beiden Wanderwellen an einer beliebigen Position entlang der Kabelstrecke überlagern. Auch in der Systemkonfiguration RBP ist der Arbeitspunkt der Station entscheidend für den Überspannungsaufbau, wie Abbildung 5.20 (b) zeigt. Nach dem Blockieren sind an beiden Stationen die Umrichter des fehlerbehafteten DC-Pols als Diodengleichrichter wirksam¹⁵. Am Gleichrichter des fehlerfreien DC-Pols kann – mit gleicher Erklärung wie beim SMP – eine Aufladung der räumlich verteilten Kabelkapazitäten einsetzen und zu einer Spannungswanderwelle u_{f1} führen. Im RBP schließt sich der Strompfad am Gleichrichter über den NBA. Zwar kann, wie bereits in Kapitel 5.3.2 diskutiert, auch am Wechselrichter eine Kabelaufladung in Abhängigkeit der gewählten Erdungskonfiguration einsetzen, jedoch ist der Scheitelwert der daraus resultieren Spannungswelle kleiner als am Gleichrichter. Im RBP tritt bei den untersuchten

¹⁵Die skizzierten Strompfade in den Ventilen der Umrichter des fehlerbehafteten DC-Pols treten nicht zeitgleich auf.

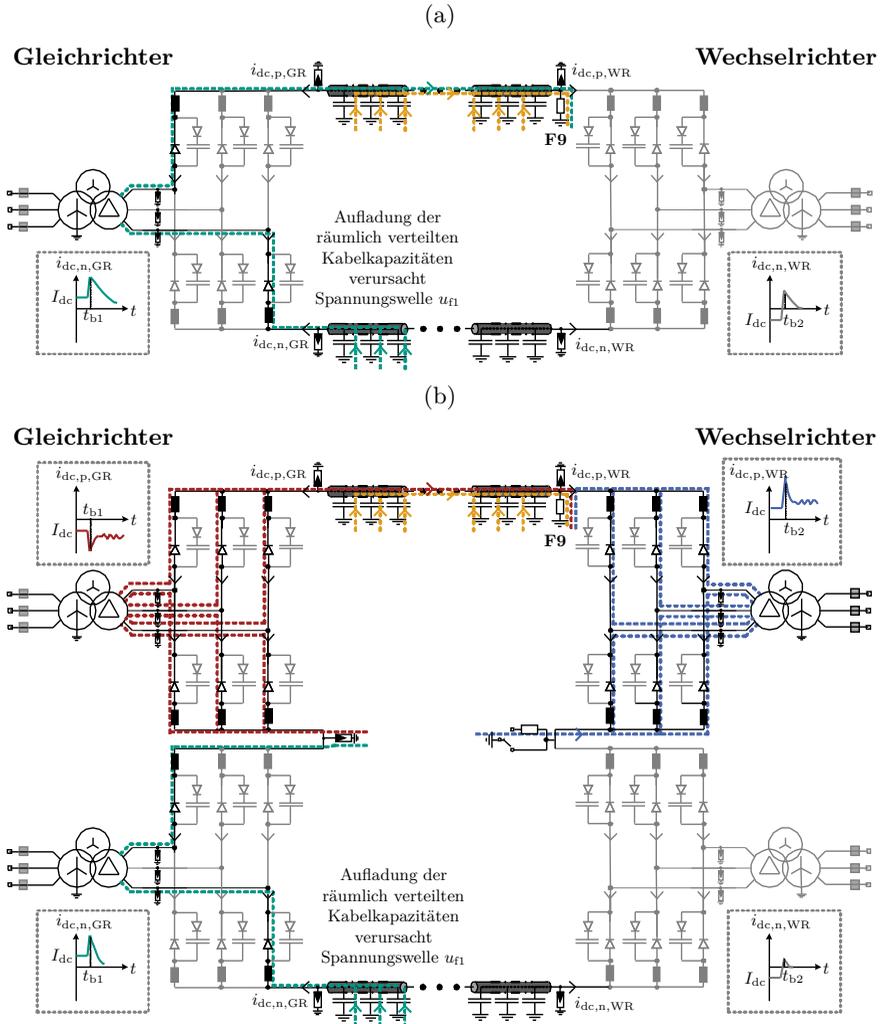


Abbildung 5.20: Skizze zur Veranschaulichung des Zusammenhangs zwischen Arbeitspunkt und Überspannungsaufbau infolge von F9: (a) SMP, (b) RBP. Für $t > t_{b1} > t_{b2}$.

Systemlängen die betragsmäßig größte Überspannung am Kabelendverschluss, der am Wechselrichter platziert ist, auf. Die vom Gleichrichter verursachte Spannungswelle u_{f1} wird bei Erreichen des blockierten Wechselrichters an der Übergangsstelle Kabel zu Station nahezu vollständig in das Kabel zurück reflektiert. Aufgrund dessen tritt am Kabelende ein Spannungsmaxima auf. Im SMP wird dieser Reflexionsvorgang durch die am Kabelendverschluss platzierten Überspannungsableiter limitiert. Im SMP nimmt aufgrund dieses Reflexionsvorgangs der Kabelableiter am Wechselrichter im Fehlerfall wesentlich mehr Energie auf als der Kabelableiter am Gleichrichter. Zwar sind die Kabelableiter auch im RBP existent, jedoch liegen dort die auftretenden Spannungen deutlich unterhalb des Schutzpegels der Kabelableiter. Basierend auf diesen Überlegungen kann festgehalten werden, dass prinzipiell in beiden Systemkonfigurationen höhere Überspannungen zu erwarten sind, falls das Fehlerereignis am Wechselrichter beziehungsweise in der Nähe des Wechselrichters, anstatt am Gleichrichter auftritt.

Spannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung

Der höchste Spitzenwert aller Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung tritt infolge eines Kabelfehlers in unmittelbarer Nähe zur Station auf (F4 sowie F6). Solch ein Fehlerereignis führt am Kabelendverschluss, welcher an der angrenzenden Station platziert ist, zu den höchsten Spannungsumpolungen aller Messstellen entlang des Kabelstrecke. Abbildung 5.21 zeigt den Spannungsverlauf, gemessen am Kabelende an Station 1, während F4. Der hierbei zu beobachtende Entladevorgang des fehlerhaften Kabelabschnitts ist sowohl unabhängig von der Trassenlänge als auch unabhängig von der gewählten

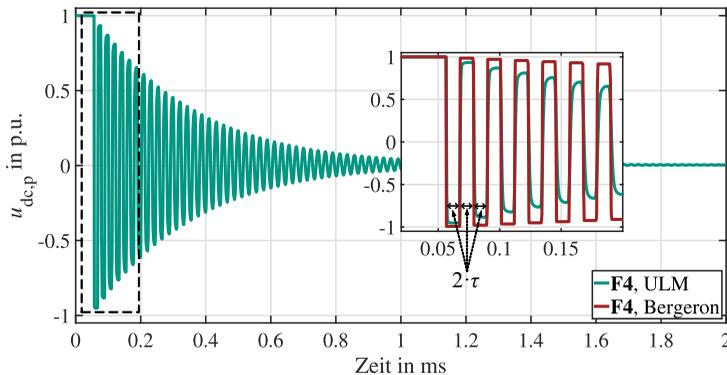


Abbildung 5.21: Spannungsverlauf am Kabelendverschluss des fehlerhaften DC-Pols an Station 1 infolge des Kabelfehlers F4.

Systemkonfiguration. Der Entladevorgang ist in SMP- als auch in RBP-Systemen gleichermaßen zu beobachten. Die Ausgleichsvorgänge während eines Kabelfehlers in der Nähe zur Station können mittels des vereinfachten Wellengitters in Abbildung 5.22 veranschaulicht werden. Der Kabelfehler F4 mit dem Fehlerwiderstand

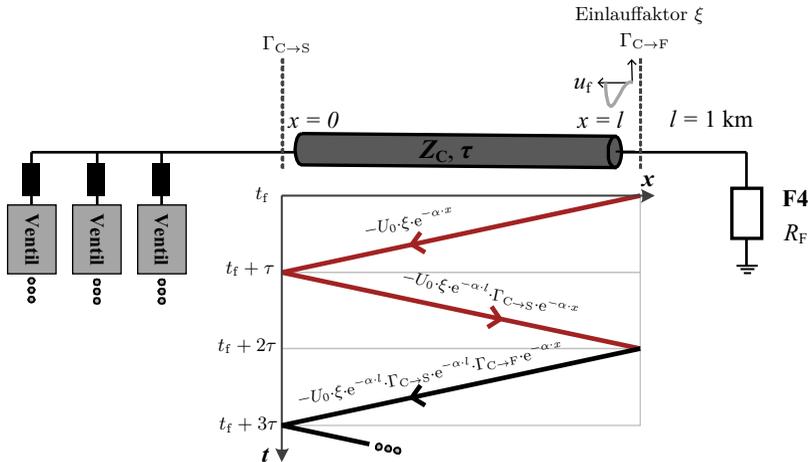


Abbildung 5.22: Wellengitter entlang des fehlerhaften Kabelsegments zwischen Fehlerstelle F4 und Station 1. *Rote Linie:* Impuls mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung, *schwarze Linie:* Impuls mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung.

R_F verursacht zum Zeitpunkt $t = t_f$ an der Fehlerstelle einen Spannungsimpuls mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung. Die an der Fehlerstelle in das Kabel einlaufende Welle kann durch den Einlauffaktor $\xi = Z_C / (Z_C + R_F)$ beschrieben werden. Je niederohmiger der Fehlerwiderstand angesetzt wird, desto größer ist der Scheitelwert der entstehenden Spannungswelle. Die Wanderwelle breitet sich beidseitig entlang der angrenzenden Kabelabschnitte aus. An der Stoßstelle zwischen Kabel und angrenzender Station ist der Reflexionsfaktor $\Gamma_{C \rightarrow S}$ der Spannung wirksam. Bei schnell veränderlichen Vorgängen wird $\Gamma_{C \rightarrow S}$ maßgeblich durch die Ventildrosseln bestimmt. Da deren Impedanz bei hohen Frequenzen deutlich größere Beträge als der Wellenwiderstand des angrenzenden Kabels annimmt, ist bei schnell veränderlichen Vorgängen¹⁶ $\Gamma_{C \rightarrow S}$ positiv und

¹⁶Für hochfrequente Vorgänge ist der Einfluss der Streukapazitäten der Ventildrosseln zu berücksichtigen. Für das betrachtete Fehlerereignis haben die Streukapazitäten der Ventildrosseln, die aufgrund der räumlichen Abmessungen sowie nach den Messdaten von [147] im Bereich von Picofarad bis Nanofarad zu erwarten sind, jedoch noch keinen sichtbaren Einfluss auf das Reflexionsverhalten.

nahe 1. Folglich ist die an der Station reflektierte Spannungswelle von gleicher Polarität wie die einlaufende Spannungswelle. An dieser Stelle sei erwähnt, dass das Stationsdesign des Anlagenherstellers [115] zusätzliche DC-Pol Kondensatoren vorsieht. Je nach Auslegung können diese das Reflexionsverhalten bei Fehlern in der Nähe zur Station beeinflussen. An der Stoßstelle zwischen Kabel und Fehlerstelle liegt der Reflexionsfaktor $\Gamma_{C \rightarrow F}$ der Spannung vor. Unter Annahme eines niederohmigen Fehlerwiderstands ist $\Gamma_{C \rightarrow F}$ negativ. Dementsprechend ist die an der Fehlerstelle reflektierte Spannungswelle von entgegengesetzter Polarität zur einlaufenden Welle. Folglich tritt an der Fehlerstelle jeweils zu den Zeitpunkten:

$$t = t_f + 2 \cdot \tau \cdot k, \quad k \in \mathbb{N} \quad (5.12)$$

ein Polaritätswechsel der vor- und rücklaufenden Welle auf. Um die Laufzeiteffekte zu verdeutlichen, enthält der vergrößerte Ausschnitt in Abbildung 5.21 einen Vergleich zwischen einem frequenzabhängigen, verlustbehafteten Leitungsmodell (ULM) und einem verlustfreien und frequenzunabhängigen Leitungsmodell (Bergeron). Im letztgenannten ist der Leitungsabschnitt zwischen Fehlerstelle und Station durch einen konstanten Wellenwiderstand und eine konstante Laufzeit abgebildet. Es ist deutlich erkennbar, dass die Spannung am Kabelende in zeitlichen Abständen von $2 \cdot \tau$ ihre Polarität wechselt. Basierend auf diesen Überlegungen kann die Frequenz f des oszillierenden Entladevorgangs¹⁷ entsprechend der Weglänge l zwischen Kabelende und Fehlerort angegeben werden:

$$f = \frac{1}{4 \cdot \tau} \approx \frac{2/3 \cdot c_0}{4 \cdot l}. \quad (5.13)$$

Für Kabelfehler in unmittelbarer Nähe zur Station kann die Laufzeit der Wanderwelle zwischen Fehlerstelle und Station im Bereich weniger Mikrosekunden liegen¹⁸. In solchen Fällen kann der fehlerhafte Kabelabschnitt innerhalb einiger hundert Mikrosekunden entladen werden. Unter Berücksichtigung von typischerweise eingesetzten Messwandlern und Spannungsteilern [179], die über eine endliche Bandbreite verfügen und eine Messwertfilterungen und Messwertverarbeitung erfordern, haben daher die Schutz- und Regelfunktionen der Stationen bei Kabelfehlern in der Nähe zur Station de facto keine Einflussmöglichkeit auf die auftretende Polaritätsumkehr. Der Spitzenwert der Polaritätsumkehr tritt auf bevor die Schutzsysteme an der Station auslösen. Aus diesem Grund sind die Umpolungen infolge eines Kabelfehlers in der Nähe zur Station auch bei der Verwendung anderer Submodul-Topologien – beispielsweise Vollbrücken anstatt Halbbrücken – zu erwarten. Die Ausgleichsvorgänge entlang des fehlerbehafteten Kabelabschnitts sind vor allem vom Abstand zwischen Fehlerort und Kabelendverschluss, der angesetzten Fehlerimpedanz sowie den Leitungsbelägen der

¹⁷Die im Stationsdesign von [115] vorhandenen DC-Pol Kondensatoren können zu geringeren Frequenzen des oszillierenden Entladevorgangs führen.

¹⁸Für das berücksichtigte Kabeldesign beträgt die minimale Laufzeit entlang einer Strecke von $l = 1$ km circa $5.6 \mu\text{s}$. Die Abschätzung $v_C = 2/3 \cdot c_0$ gilt für VPE-Kabel.

Kabelstrecke abhängig. Bei vollverkabelten Systemen beträgt der theoretische Spitzenwert der Polaritätsumkehr infolge eines Kabelfehlers 1 p.u.¹⁹. Es sei jedoch erwähnt, dass in teilverkabelten Systemen aufgrund von Wanderwellenvorgängen an der Kabelstrecke Spitzenwerte größer als 1 p.u. auftreten können. Weiterführende Untersuchungen zu solchen Systemen können der eigenen Veröffentlichung [208] entnommen werden.

5.4.7 Überspannungspegel und Anstiegszeiten in Abhängigkeit der Kabellänge

Um möglichst generalisierte Aussagen in Hinblick auf die Spannungsbeanspruchungen der Kabelstrecke treffen zu können, werden die parametrischen Studien gemäß Tabelle 5.2 für weitere Systemlängen von 200 km und 500 km wiederholt. Die höchsten Spitzenwerte aller Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung sind in Abbildung 5.23 für sämtliche untersuchten Übertragungslängen und Systemkonfigurationen dargestellt. Neben dem betragsmäßigen

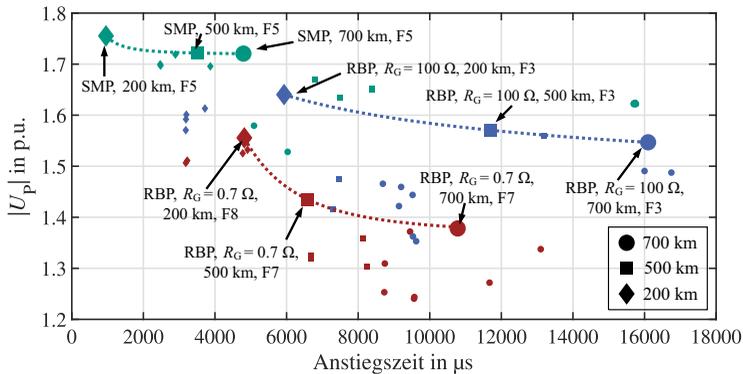


Abbildung 5.23: Einfluss der Systemlänge und der Systemkonfiguration auf den Spitzenwert sowie auf die zugehörige Anstiegszeit von Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung.

Spitzenwert der Überspannung $|U_p|$ ist die Anstiegszeit des zugehörigen Spannungsverlaufes gekennzeichnet. Es sei erwähnt, dass Abbildung 5.23 eine Auswertung von mehreren Zehntausend EMT-Simulationen beinhaltet. Die hervorgehobenen Datenpunkte repräsentieren das jeweils kritischste Fehlerereignis einer

¹⁹Diese Aussage gilt nur, sofern das Kabelsystem vor Fehlereintritt auf maximal 1 p.u. aufgeladen war. Grundsätzlich sind jedoch Szenarien vorstellbar, in denen der Kabelfehler infolge eines weiteren Fehlerereignisses auftritt. In solchen Fällen sind vor Eintritt des Kabelfehlers Spannungswerte größer als 1 p.u. denkbar.

bestimmten Systemkonfiguration und Trassenlänge in Bezug auf den Spitzenwert der Überspannung. Die kleineren Datenpunkte stellen die jeweils kritischste Parameterkombination aller anderen untersuchten Fehlerereignisse dar. Die Übertragungslänge zeigt einen signifikanten Einfluss auf die Anstiegszeiten der Überspannungen. Dies kann mittels dem Zusammenhang zwischen Kabellaufzeit und Überspannungsaufbau entlang der räumlich ausgedehnten Kabelstrecke aus Kapitel 5.4.6 begründet werden. Umfassende Analysen der potentiell auftretenden Anstiegszeiten können den eigenen Veröffentlichungen [209, 217] entnommen werden. Es sei angemerkt, dass insbesondere in der RBP Konfiguration auch deutlich kürzere Anstiegszeiten zu beobachten sind. Diese treten jedoch in Kombination mit wesentlich niedrigeren Spitzenwerten der Überspannung auf. Es erscheint daher ratsam, Anstiegszeiten nur in Kombination mit dem Spitzenwert des zugehörigen Spannungsverlaufes anzugeben, um die Anforderungen an die Kabelisolation möglichst nahe zu den tatsächlich zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen zu spezifizieren. Entsprechend der in Kapitel 2.1 vorgestellten Kategorien von Überspannungen aus den Normen zur Isolationskoordination [185] liegen die Anstiegszeiten der ermittelten Spannungsformen im Bereich von Überspannungen mit langsamen Anstieg sowie im Bereich von zeitweiligen Überspannungen. In Hinblick auf die Kabellängen der geplanten HGÜ-Korridore in Deutschland sind Anstiegszeiten im ein- bis zweistelligen Millisekunden-Bereich zu erwarten. Weiter ist feststellbar, dass die höchsten Spitzenwerte in beiden Systemkonfigurationen für Übertragungslängen von 200 km auftreten. Die Unterschiede zwischen den Systemkonfigurationen SMP und RBP in Bezug auf die Spitzenwerte der Überspannungen fallen bei kürzeren Trassenlängen geringer aus. Gemäß den Erklärungen aus Kapitel 5.4.6 führt bei langen Kabelstrecken eine höhere Dämpfung der auftretenden Wanderwellen entlang der Übertragungsstrecke zu einer Reduktion der Spitzenwerte. An dieser Stelle sei jedoch angemerkt, dass im Umkehrschluss bei kurzen Systemlängen – beispielsweise kürzer als 100 km – nicht die höchsten Überspannungen aller Trassenlängen zu erwarten sind, da in solchen Systemen die Schutzwirkung der Kabelableiter stärker zum Tragen kommt. Daher gibt es in der Systemkonfiguration SMP eine bestimmte Kabellänge, bei der entsprechend der Dämpfungseffekte entlang der Strecke und der Schutzwirkung der Kabelableiter die höchsten Spitzenwerte auftreten²⁰. Abschließend sei erneut darauf hingewiesen, dass – wie bereits in Kapitel 5.4.6 ermittelt – die Übertragungslänge keinen Einfluss auf den Spitzenwert des oszillierenden Kabelentladevorgangs hat.

5.4.8 Vergleich mit bestehenden Prüfverfahren

Es sei zunächst klargestellt, dass es nicht die Intention dieser Arbeit ist, neue Prüfspannungsformen vorzuschlagen, oder solche hinsichtlich der prüftechnischen

²⁰Gemäß der Untersuchungen von [230] ist zu erwarten, dass diese Trassenlänge im Bereich von circa 100 km bis 200 km liegt.

Realisierbarkeit zu bewerten. Um jedoch die Relevanz der erzielten Ergebnisse in Hinblick auf zukünftige Forschungsarbeiten aufzeigen zu können, erfolgt ein kurzer Vergleich mit aktuell zum Einsatz kommenden Prüfverfahren. Gemäß der Prüfungsempfehlung [164] sowie der relevanten Norm für HGÜ-Kabel mit extrudierter Isolierung *IEC 62895* [197] sind im Rahmen der Typ- und Präqualifikationsprüfung des Kabelsystems überlagerte Stoßspannungsprüfungen vorgesehen. Neben den in Kapitel 4 erwähnten fakultativen Blitzstoßprüfungen sind Schaltstoßprüfungen sowohl mit gleicher als auch mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung erforderlich.

Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung

Bei überlagertem Schaltstoß mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung ist der Prüfpegel $U_{P2,S}$ nach der Definition aus [164] als der 1.15-fache Wert des maximalen Spitzenwerts der Schaltstoßspannung, welche am Kabelsystem auftreten kann, zu wählen [164]. Dementsprechend muss der zu erwartende Spitzenwert mittels numerischen Transientenanalysen oder basierend auf Erfahrungswerten bestimmt werden. Gemäß der deutschen Ergänzung zur *IEC 62895* ist die Schaltstoßspannungsprüfung jedoch mindestens mit einem Spannungspegel von $U_{P2,S} = 2.1 \cdot U_0$ durchzuführen [197]. Die überlagerte Stoßspannungsprüfung ist entsprechend der zugehörigen Norm für Stoßspannungsprüfungen an Kabeln *IEC 60230* [196] auszuführen. Eine Vorstellung der Prüfschaltungen, welche für überlagerte Stoßspannungsprüfungen an HGÜ-Betriebsmitteln üblicherweise zum Einsatz kommen, kann [37, 61] entnommen werden. Abbildung 5.24 zeigt für die beiden Systemkonfigurationen SMP und RBP bei einer Trassenlänge von 700 km die jeweilige Überspannung mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung, die zu dem höchsten Spitzenwert führt. Darüber hinaus sind in Abbildung 5.24 die zugehörigen Prüfspannungsformen für die überlagerte Schaltstoßprüfung entsprechend der Definitionen aus [164, 197] dargestellt. Offenkundig werden bei Anwendung des aktuellen Prüfverfahrens [197] durch die Schaltstoßprüfungen mit dem Spannungspegel $U_{P2,S}$ die Spitzenwerte der ermittelten Überspannungen abgedeckt. Die in den Systemkonfigurationen SMP und RBP zu erwartenden Überspannungen zeichnen sich jedoch durch signifikant längere Anstiegszeiten als die Stirnzeit der normierten Schaltstoßspannung von $250 \mu\text{s} \pm 20\%$ entsprechend der Definition aus der Norm für Hochspannungs-Prüftechnik *IEC 60060-1* [184] aus. Darüber hinaus berücksichtigt das aktuelle Prüfverfahren nicht den Spannungspegel sowie die Dauer der nachfolgenden TOV. Um die Diskrepanz zwischen den tatsächlich zu erwartenden Anstiegszeiten und der Stirnzeit der normierten Schaltstoßspannung einordnen zu können, ist für DC-Betriebsmittel eine Unterscheidung in äußere Isolierung und innere Isolierung erforderlich. Für die äußere Isolierung – dazu zählen unter anderem die Kabelendverschlüsse – ist bekannt, dass bei Überspannungsformen mit langsamen Anstieg die elektrische Festigkeit hauptsächlich von der Stirnzeit des Impulses abhängig ist [178, 186]. Typischerweise existiert vor

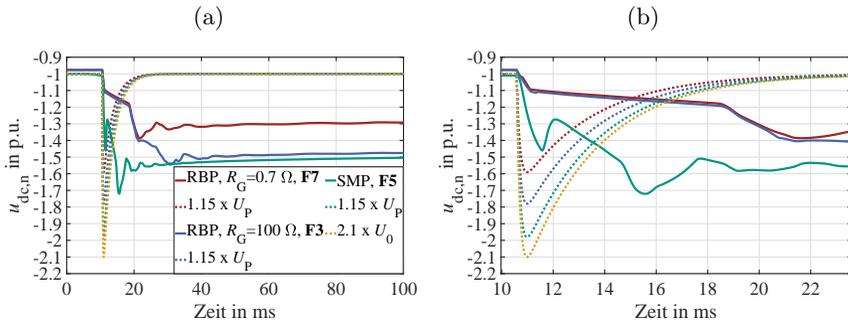


Abbildung 5.24: Überspannungen mit gleichen Polaritäten wie die Betriebsspannung, die in den Systemkonfigurationen SMP und RBP zu den höchsten Spitzenwerten führen, sowie entsprechende Prüfpegel $U_{P2,S}$ gemäß [164, 197] für überlagerte Schaltstoßprüfung: (a) Spannungsverlauf, (b) vergrößerte Ansicht.

allem bei langen Funkenstrecken eine kritische Anstiegszeit, bei der die Durchschlagsspannung ein Minimum annimmt. Diese kritische Anstiegszeit liegt in der Regel im Bereich der genormten Anstiegszeit von $250 \mu\text{s}$ [178]. Für Spannungsformen mit langsamen Anstieg ist der Zusammenhang zwischen Anstiegszeit und Durchschlagsspannung insbesondere bei langen Funkenstrecken, welche bei den im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Systemspannung erforderlich sind, stark ausgeprägt, wie die experimentellen Untersuchungen von [90] bestätigen. Daher ist einzuschätzen, dass Stoßspannungsprüfungen mit der normierten Stirnzeit anstelle von Stoßspannungsprüfungen mit den tatsächlich zu erwartenden Anstiegszeiten zu einer konservativen Bemessung der äußeren Isolierung führen. Mit Blick auf die innere Isolierung gibt die Norm zur Isolationskoordination von Drehstromsystemen [184] an, dass die elektrische Festigkeit nur durch den Scheitelwert der Überspannung bestimmt wird. Für HGÜ-Kabel mit extrudierter Isolierung²¹ ist jedoch insbesondere in Hinblick auf beschleunigte Alterungsprozesse der Einfluss der langen Anstiegszeiten in Kombination mit der nachfolgenden TOV weitaus differenzierter zu analysieren. Bei polymeren Isolierstoffen ist bekannt, dass die elektrische Festigkeit mit zunehmender Beanspruchungsdauer abnimmt [58]. Prinzipiell kann mittels des Lebensdauergesetzes [84, 99] bei Kenntnis der Durchschlagsspannung, die bei einer vorgegebenen Beanspruchungsdauer zu erwarten ist, die Lebensdauer bei einer Spannungsbeanspruchung mit abweichender Dauer und abweichendem Scheitelwert abgeschätzt werden. Dieser Zusammenhang wird bisher zur Abschätzung von Alterungsprozessen angewendet und wird in der Prüfpfempfehlung [164] genutzt, um bei Lastwechselfprüfungen die erforderlichen

²¹Siehe weitere Diskussionen in Kapitel 6.

Prüfspannungspegel zu ermitteln. Aus Sicht des wissenschaftlichen Forschungsstandes kann nicht in befriedigendem Maße bewertet werden, ob durch die tatsächlich zu erwartenden Überspannungsformen bestehend aus einer langen Anstiegszeit und einer zeitweiligen TOV möglicherweise weitere Schädigungen an der Kabelisolierung im Vergleich zur Beanspruchung mit der normierten Prüfspannungsform auftreten können. Die Themengebiete der zuletzt genannten Überlegungen liegen jedoch außerhalb des Umfangs dieser Arbeit. Es ist Gegenstand aktueller Arbeitsgruppen²² bei CIGRE [233] zu bewerten, ob durch die tatsächlich zu erwartenden Überspannungsformen gegebenenfalls Schädigungen an der Kabelisolierung auftreten oder beschleunigte Alterungsprozesse ausgelöst werden können.

Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung

Für Schaltstoßprüfungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung ist der Prüfpegel $U_{P2,0}$ als 1.15-facher Wert des maximalen Spitzenwerts der Schaltstoßspannung, die am Kabelsystem mit entgegengesetzter Polarität auftreten kann, zu wählen [164]. Nach der deutschen Ergänzung ist die Schaltstoßprüfung bei einem Spannungspegel von mindestens $U_{P2,0} = 1.2 \cdot U_0$ durchzuführen [197]. Eine Schaltüberspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung ist in HGÜ-Systemen basierend auf der MMC-Topologie infolge der untersuchten Fehlerereignisse nicht zu erwarten. Die oszillierende Kabelentladung kann zwar zu einem Spannungsverlauf mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung führen, jedoch erscheint der Begriff Überspannung in diesem Kontext unpassend. Gemäß der Definitionen aus [164, 197] ist der aktuell angewendete Prüfpegel $U_{P2,0}$ bei Schaltstoßprüfungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung größer als der höchste Spitzenwert, der während des Kabelentladevorgangs zu erwarten ist. Prinzipiell ist daher der Spitzenwert der Spannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung durch die Stoßspannungsprüfung abgedeckt. Die Form der Schaltstoßspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung gibt jedoch in keiner Weise die Spannungsform, welche bei einer oszillierenden Kabelentladung auftreten kann, wieder. Darüber hinaus treten während der oszillierenden Kabelentladung wesentlich höhere Spannungsgradienten im Vergleich zur Schaltstoßprüfung auf. Auch diese Fragestellung ist Gegenstand von laufenden Arbeitsgruppen im Rahmen von CIGRE, die darauf abzielen, eine Notwendigkeit von etwaigen neuen Prüfspannungsformen zu bewerten sowie die prüftechnische Machbarkeit etwaiger Prüfspannungsformen zu beurteilen [230, 231].

²²Neben der CIGRE Arbeitsgruppe JWG B4.B1.C4.73 „Surge and extended overvoltage testing of HVDC Cable Systems“ [233] existieren seit Kurzem zwei weitere Arbeitsgruppen bei CIGRE: WG B1.62 „Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to and including 800kV“ und WG B1.66 „Recommendations for testing DC Lapped Cable Systems for power transmission at rated voltages up to and including 800kV“. Diese sollen auf Grundlage der Empfehlungen von JWG B4.B1.C4.73 die Prüfverfahren und Anforderungen für HGÜ-Kabelsysteme überarbeiten.

5.4.9 Weitere Einflussparameter und Schutzmaßnahmen

Neben der Vielzahl an zuvor bewerteten Parametern, existieren weitere projektspezifische Faktoren, die im Fehlerfall die auftretende Überspannungen am HGÜ-Kabelsystem beeinflussen können:

■ **Teilverkabelung:**

In teilverkabelten HGÜ-Systemen treten entlang der Strecke unterschiedliche Wellenwiderstände und Ausbreitungskonstanten auf, wie den Erläuterungen zu äußeren Überspannungen in Kapitel 4 zu entnehmen ist. In solchen Systemen wird die Wellenausbreitung infolge eines Fehlerereignisses maßgeblich von der Anordnung und Anzahl an Stoßstellen beeinflusst. Aufgrund etwaiger Mehrfachreflexionen ist bei Teilverkabelung der Spannungsaufbau entlang der räumlich ausgedehnten Trasse schwer zu generalisieren. Die eigenen Veröffentlichungen [208, 217] zeigen, dass in teilverkabelten HGÜ-Systemen die Kabelstrecke signifikant kürzeren Anstiegszeiten und höheren Spannungsteilheiten ausgesetzt sein kann. Darüber hinaus sind bei Kabellängen von wenigen Kilometern höhere Spitzenwerte der Überspannungen und der oszillierenden Entladevorgänge zu erwarten [208]. Aufgrund der Vielzahl an möglichen Trassenkonfigurationen sollte eine Analyse von inneren Überspannungen in teilverkabelten HGÜ-Systemen ausschließlich projektspezifisch erfolgen.

■ **Ventilseitige AC-Spannung:**

Wie in Kapitel 5.3 herausgearbeitet, stellt die gewählte AC-Spannung auf der Ventilseite des Transformators einen wesentlichen Einflussfaktor im Hinblick auf die DC-seitige Überspannung dar. Der kritischste Fall für die DC-seitige Überspannung liegt vor, falls der Effektivwert der AC-Spannung vor Fehlereintritt den maximal zulässigen Wert annimmt. Während dem regulären Betrieb der Anlage ist jedoch üblicherweise ein zulässiges Spannungsband definiert, das sich entsprechend der Position eines etwaigen Stufenschalters und der netzseitigen AC-Spannung einstellt.

■ **Anordnung und Schutzpegel der Kabelableiter:**

In der Systemkonfiguration SMP wird an den Kabelenden die Überspannung maßgeblich durch die Kabelableiter begrenzt. Es ist daher trivial zu erwähnen, dass der Schaltstoßschutzpegel der Kabelableiter möglichst niedrig gewählt werden sollte. Um die thermische Stabilität des Ableiters im Dauerbetrieb zu gewährleisten, sind einer weiteren Reduktion des Schutzpegels der Kabelableiter jedoch technische Grenzen gesetzt, wie die parametrische Studie [230] zeigt. Bei HGÜ-Landkabelprojekten mit großen Übertragungsdistanzen können in gewissen räumlichen Abständen Kabelabschnittsstationen erforderlich sein²³. Prinzipiell können in solchen Systemen an den räum-

²³Diese können im Hinblick auf die Fehlerortung und die Inbetriebnahmeprüfungen des

lich verteilten Kabelabschnittsstationen zusätzliche Kabelableiter platziert werden. Ob diese Maßnahme jedoch erforderlich ist, gilt es projektspezifisch zu beurteilen. Da bei den untersuchten RBP Systemen die auftretenden Überspannungen unterhalb des Schutzpegels der Kabelableiter liegen, kann in der RBP Konfiguration durch zusätzliche Kabelableiter oder eine weitere Absenkung deren Schutzpegel keine darüber hinausgehende Reduktion der Überspannungen erzielt werden²⁴.

■ **Herstellerabhängiges Stationsdesign:**

Grundsätzlich ist es die Aufgabe des Anlagenherstellers in Abhängigkeit der projektspezifischen Anforderungen das Stationsdesign wie beispielsweise die Anzahl an Submodulen pro Ventil, die mittlere Submodulspannung oder die Ventildrosseln zu dimensionieren, siehe Anhang A. Es ist zwar zu erwarten, dass die im Rahmen dieser Arbeit gewählten Auslegungsparameter nahe an kommerziellen HGÜ-Systemen sind, jedoch gilt es zu erwähnen, dass je nach Projektspezifikation und Anlagenhersteller abweichende Stationsauslegungen auftreten können.

■ **Herstellerabhängige Schutz- und Regelsysteme:**

Während zwar für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen die wesentlichen Schutzfunktionen wie Überstrom- oder Überspannungsschutz herstellerübergreifend Anwendung finden, kann je nach Bandbreite der eingesetzten Messwandler und Schutzeinrichtungen sowie je nach Messwertfilterung und Verarbeitung, die zeitliche Dauer bis zur Schutzauslösung und dem nachfolgendem Umrichterblock variieren. Gemäß den Erklärungen aus Kapitel 5.4.6 zum Überspannungsaufbau kann dadurch die entstehende Spannungswelle unterschiedlich ausgeprägt sein. Um den Einfluss von herstellerabhängigen Schutzeinrichtungen bewerten zu können, wurde ein zusätzliches Verzögerungsglied t_{blk} in sämtliche Schutzfunktionen implementiert, siehe Abbildung A.5 in Anhang A. Bei langen Kabelsystemen ist – sofern der Parameter t_{blk} in technisch plausiblen Wertebereichen variiert wird – nur ein geringer Einfluss auf die Überspannung feststellbar. Bei kürzeren Kabelstrecken und der damit einhergehenden höheren Spannungssteilheit im Fehlerfall nimmt der Einfluss von hersteller- und projektspezifischen Schutzeinstellungen zu. In dem Zeitintervall zwischen Fehlereintritt und Schutzauslösung ist die Stationsregelung weiterhin aktiv. Bei entfernten DC-Fehlern und der damit einhergehenden, längeren Zeitdauer bis zur Fehlererkennung kann durchaus ein Einfluss der herstellerabhängigen DC-seitigen Regelstruktur sowie deren Zeitkonstanten bestehen. Unter Berücksichtigung von realitätsnahen Messwertfilterungen und entsprechenden Zeitverzögerungen infolge der Messwert-

Kabelabschnitts erforderlich sein.

²⁴Der relevante Ableiter in der RBP Konfiguration ist bei inneren Überspannungen die Ableiterbank an der DC-Neutral-Sammelschiene.

verarbeitung ist dieser Einflussfaktor in MMC-Systemen basierend auf der Halbbrücken-Topologie jedoch als gering zu bewerten.

■ **Kabelparameter:**

Es ist vorstellbar, dass aufgrund von thermischen Auslegungsaspekten entlang der Kabelstrecke unterschiedliche Leiterquerschnitte und Leitermaterialien zum Einsatz kommen. Darüber hinaus ist der Widerstandsbelag des Kabels wegen seiner Temperaturabhängigkeit von der momentanen Übertragungsleistung abhängig. Grundsätzlich sollte daher bei Kenntnis der projektspezifischen maximal sowie minimal zu erwartenden Widerstands- und Induktivitätsbeläge die Spannungsbelastungen erneut validiert werden.

■ **DC-Chopper/Brems-Chopper:**

Zur Vollständigkeit sei erwähnt, dass bei HGÜ-Verbindungen zur Anbindung von Offshore-Windparks in der Regel DC-Chopper oder Brems-Chopper in der onshore-seitigen Station installiert werden [122, 177]. Die primäre Funktion eines Brems-Choppers besteht darin, bei onshore-seitigen AC-Fehlern ein Abregeln des Windparks oder gar einen Umrichterblock der HGÜ-Verbindung zu vermeiden. Jedoch kann der Brems-Chopper auch genutzt werden, um den TOV-Pegel infolge eines Kabelfehlers zu reduzieren. Die Installation von Brems-Choppnern sowie deren Einsatz zur Reduktion des TOV-Pegels erscheint jedoch nur für Windpark-Anbindungen in der Systemkonfiguration SMP relevant.

5.4.10 Strombelastungen des Kabelsystems

Zur Vollständigkeit sei erwähnt, dass die infolge des Fehlerereignisses am fehlerbehafteten DC-Pol auftretenden Kurzschlussströme durch analoges Vorgehen mittels einem parametrischen Ansatz für Kabelleiter und Kabelmantel ermittelt werden können. Gegebenenfalls sind hierzu weitere Fehlerereignisse zu berücksichtigen, da für die Strombelastungen in der Systemkonfiguration SMP Pol-zu-Pol-Fehler die kritischsten Fehlerereignisse darstellen²⁵. Je nach herstellerepezifischem Stationsdesign muss bei dem Anlagenhersteller [115] gegebenenfalls auch die instantane Entladung von etwaigen DC-Pol Kondensatoren für die Kurzschlussstromberechnung berücksichtigt werden. In Hinblick auf das HGÜ-Kabelsystem erscheinen die auftretenden Kurzschlussströme in Kombination mit der geringen Kurzschlussdauer als unkritisch, da nach aktuellem Stand HGÜ-Kabel analog zu AC-Kabel entsprechend des Leiter- und Schirmquerschnitts sowie der höchsten zulässigen Leitertemperatur²⁶ infolge eines Kurzschlusses für deutlich höhere thermische

²⁵Ob jedoch in vollverkabelten HGÜ-Verbindungen die mutmaßlich untergeordnete Auftrittswahrscheinlichkeit von Pol-zu-Pol-Fehlern deren Berücksichtigung rechtfertigt, gilt es projektspezifisch zu bewerten.

²⁶Die Norm [197] nennt für HGÜ-Kabel in Abhängigkeit der Isoliermischung die höchste zulässige Leitertemperatur infolge eines Kurzschlussstroms.

Kurzschlussstrombelastungen bemessen sind [111]. Daher erfolgt an dieser Stelle keine weitere Diskussion der Kurzschlussstrombelastungen des Kabelsystems.

5.5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlung

Die vorgestellten umfangreichen EMT-Untersuchungen ermöglichen eine fundierte Bewertung der Spannungen und Überspannungen, die in den Systemkonfigurationen SMP und RBP entlang der HGÜ-Kabelstrecken auftreten können. Die umfassende Analyse dieser mannigfaltigen Spannungsbeanspruchungen stellt die Grundlage für einen erstmaligen Vergleich der beiden Systemkonfigurationen SMP und RBP unter Berücksichtigung von projektspezifischen sowie herstellerabhängigen Systemparametern dar und ist daher für die Spezifikation und Auslegung zukünftiger HGÜ-Kabelprojekte von hoher Relevanz. Ein Überblick über die maßgeblich relevanten Fehlerereignisse in beiden Systemkonfigurationen ist in Tabelle 5.4 und Tabelle 5.5 dargestellt. Grundsätzlich sind in beiden Systemkonfigurationen sowohl Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung als auch oszillierende Entladevorgänge mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung zu erwarten. Der Spitzenwert des oszillierenden Kabelentladevorgangs ist unabhängig von der gewählten Systemkonfiguration. Bei Überspannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung treten in RBP-Systemen deutlich geringere Spannungspegel als in SMP-Systemen auf. Aufgrund dessen ist vorstellbar, dass für Kabelprojekte in der Systemkonfiguration RBP ein niedrigerer Isolationspegel für das Kabeldesign gewählt werden kann sowie mutmaßlich eine höhere Zuverlässigkeit des Kabelsystems zu erwarten ist. Diese Aspekte erscheinen insbesondere für zukünftige HGÜ-Projekte mit langen Kabelverbindungen vorteilhaft, da in solchen Projekten die Kosten der Kabelstrecke einen großen Anteil der Gesamtkosten darstellen. Allerdings gilt es für die Systemkonfiguration RBP festzuhalten, dass die Auslegung des Erdungskonzepts der DC-Neutral-Sammelschiene ein Kompromiss zwischen den auftretenden Überspannungen entlang der Kabelstrecke und den Strombelastungen der Umrichterkomponenten darstellt. Insbesondere bei starrer Erdung der DC-Neutral-Sammelschiene sind zusätzliche Schutzeinrichtungen erforderlich, um bei Erdschlüssen auf der Ventilseite des Transformators Nulldurchgänge der AC-Ströme auf der Netzseite sicherzustellen und eine schnelle Fehlerklärung durch die AC-Leistungsschalter zu gewährleisten. Die im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigten Systemeigenschaften und Einflussfaktoren auf die Kabelbelastungen können für zukünftige HGÜ-Projekte einen wertvollen Beitrag während des Koordinationsprozesses zwischen Systembetreiber, Kabellieferant und Anlagenhersteller leisten. Darüber hinaus ebnen, wie in dieser Arbeit vorgestellte, umfassende Transientenanalysen die Basis für weitere Untersuchungen und Diskussionen in Hinblick auf repräsentative Prüfspannungsformen und Prüfpegel für HGÜ-Kabelsysteme. Auf Grundlage der ermittelten Spannungsbeanspruchungen erscheinen zukünftige

hochspannungstechnische Forschungsprojekte, welche die Auswirkung der langsam ansteigenden Überspannungen mit nachfolgender TOV sowie die Auswirkungen der oszillierenden Entladevorgänge auf die Kabelisolierung und auf die Alterung der Kabelstrecke bewerten, von hoher Relevanz.

Tabelle 5.4: Zusammenfassung der maßgeblich relevanten Fehlerereignisse in der Systemkonfiguration symmetrischer Monopol in Hinblick auf die Spannungsbelastungen der HGÜ-Kabelstrecke und die Systemauslegung. Auf Grundlage der untersuchten Systemlängen im Bereich von 200 km bis 700 km.

Fehlerereignis	Symmetrischer Monopol
Stationsnaher Kabelfehler F4, F6	<ul style="list-style-type: none"> • verursacht höchsten Spitzenwert aller Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung • maximaler Spitzenwert: $U_P < 1$ p.u.
Kabelfehler bei 50 % der Systemlänge F5	<ul style="list-style-type: none"> • verursacht höchsten Spitzenwert aller Spannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung • maximaler Spitzenwert: $U_P = 1.7 \dots 1.8$ p.u.

Tabelle 5.5: Zusammenfassung der maßgeblich relevanten Fehlerereignisse in der Systemkonfiguration Rigid Bipol in Hinblick auf die Spannungsbelastungen der HGÜ-Kabelstrecke und die Systemauslegung. Auf Grundlage der untersuchten Systemlängen im Bereich von 200 km bis 700 km.

Fehlerereignis	Rigid Bipol
Stationsinterner Fehler F3, F7	<ul style="list-style-type: none"> • verursacht höchsten Spitzenwert aller Spannungen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung • maximaler Spitzenwert: $U_P = 1.35 \dots 1.65$ p.u. • Überspannungspegel maßgeblich abhängig von Erdungskonzept der DC-Neutral-Sammelschiene
Stationsnaher Kabelfehler F4, F6	<ul style="list-style-type: none"> • verursacht höchsten Spitzenwert aller Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung • maximaler Spitzenwert: $U_P < 1$ p.u.
Einpoliger Fehler auf Ventilseite des Transformators F8	<ul style="list-style-type: none"> • kann zu fehlenden Stromnulldurchgängen auf Netzseite des Transformators führen • dimensionierender Fehler für Erdungskonzept der DC-Neutral-Sammelschiene

Kapitel 6

Auswirkung der transienten Überspannung auf die elektrische Feldverteilung in der Kabelisolation

„Bei DC hängt alles von allem ab.“

— unbekannte Quelle

6.1 Zielsetzung und Annahmen

Dieses Kapitel stellt einen Ausblick dar, welcher die qualitativen Auswirkungen der in Kapitel 4 ermittelten Blitzüberspannungen auf die elektrische Feldverteilung in der Hauptisolation eines HGÜ-Kabels mit typischen Dimensionen aufzeigt. Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln elektromagnetische Ausgleichsvorgänge entlang einer räumlich ausgedehnten Kabelstrecke adressiert wurden, wird nun an einer ausgewählten räumlichen Position zu einem festen Zeitpunkt der radiale Verlauf der elektrischen Feldstärke diskutiert. Hierbei ist hervorzuheben, dass entgegen etwaiger umfangreicher Feldberechnungen von kritischen Komponenten des Kabelsystems, im Rahmen dieses Kapitels grundlegende Zusammenhänge und daraus erwachsende generalisierte Aussagen im Vordergrund stehen. Die Untersuchungen dieses Kapitels basieren auf dem generischen HGÜ-Kabelmodell aus Anhang D.2, welches typische Dimensionen und Materialeigenschaften aufweist. In sämtlichen nachfolgenden Darstellungen wird bewusst auf Größenangaben verzichtet und stattdessen die grundsätzlichen Effekte kontrastierend dargestellt. Absolute Größenangaben der elektrischen Feldverteilung lassen sich im konkreten Anwendungsfall mit den im Folgenden präsentierten Methoden unter Einbe-

ziehung der herstellereigenschaften Materialeigenschaften und unter Einbeziehung von Raumladungsmessungen am jeweiligen HGÜ-Kabelsystem treffen. Für den weiteren Verlauf dieses Kapitels werden folgende Annahmen und Vereinfachungen getroffen:

■ **Idealisierter Kabelaufbau:**

Im Gegensatz zu den detaillierten Modellen des HGÜ-Kabelsystems, die in den vorangegangenen Kapiteln Anwendung fanden, wird nun eine vereinfachte, zylinderförmige Kabelgeometrie bestehend aus einem Innenleiter mit Radius r_i , einem homogenen Isolierstoff mit Außenradius r_o und einem auf Erdpotential liegendem Kabelschirm untersucht, vergleiche Geometrie- und Materialdaten in Anhang D.1 und Anhang D.2. Die leitfähigen Schichten zwischen Innenleiter und Hauptisolation sowie zwischen Hauptisolation und Kabelmantel werden nicht berücksichtigt.

■ **Stationäre DC-Bedingungen:**

Vor Eintritt des Blitzereignisses liegen im HGÜ-Kabel stationäre DC-Bedingungen gemäß der Definition des nachfolgenden Kapitels 6.2.1 vor.

■ **Überlagerte Impulsspannung:**

Als überlagerte Impulsspannung werden die ermittelten Blitzüberspannungen aus Kapitel 4 berücksichtigt. Die Anstiegszeit der Blitzüberspannung ist um mehrere Zehnerpotenzen kleiner als die dielektrische Zeitkonstante¹ des HGÜ-Kabels. Daher erscheint die Annahme, dass – gemäß den nachfolgenden Ausführungen in Kapitel 6.2.2 – die resultierende elektrische Feldverteilung eine Superposition des stationären DC-Felds und des überlagerten kapazitiven Felds darstellt, gerechtfertigt.

6.2 Stand des Wissens

6.2.1 Elektrische Feldverteilung bei DC-Beanspruchung

Bei DC-Beanspruchung ist die elektrische Feldverteilung über der Isolation zeit- und temperaturabhängig. Dies liegt daran, dass die elektrische Leitfähigkeit σ des Isoliermediums wiederum abhängig von der Temperatur T und der anliegenden elektrischen Feldstärke E ist. Dies erfordert daher zwingend eine Berücksichtigung der potentiell auftretenden Last- und Betriebszustände des HGÜ-Systems, um gültige Aussagen zur elektrischen Feldverteilung in der Kabelisolierung treffen zu können. Eine Definition der relevanten Betriebszustände in Hinblick auf die elektrische Feldverteilung in der Kabelisolierung erfolgt in [75, 103]. Die nachfolgenden

¹Die dielektrische Zeitkonstante ϵ/σ wird in Kapitel 6.2.1 eingeführt. Die Prüfeempfehlung für HGÜ-Kabel mit extrudierter Isolierung [164] nennt typische Wertebereiche der dielektrischen Zeitkonstante in Abhängigkeit der Leitertemperatur für gängige Isoliermischungen.

grundlegenden Betrachtungen basieren auf [74, 103] und beziehen sich auf die sich einstellenden stationären Bedingungen nach Anlegen einer Gleichspannung sowie bei Fließen eines arbeitspunktabhängigen Gleichstroms. Dies entspricht Zustand 3 aus [75]. Die in Zustand 3 wirksamen Zusammenhänge können ausgehend von den Maxwell-Gleichungen abgeleitet werden. Allgemein gilt für jedwede Anordnung das Gaußsche Gesetz:

$$\operatorname{div}(\varepsilon \vec{E}) = \rho, \quad (6.1)$$

mit der Permittivität $\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_r$. Weiter gilt die Kontinuitätsgleichung zur Beschreibung der Ladungserhaltung:

$$\operatorname{div} \vec{J} = -\frac{\partial}{\partial t} \rho, \quad (6.2)$$

mit der Raumladungsdichte ρ . Für die Stromdichte gilt:

$$\vec{J} = \sigma \cdot \vec{E}. \quad (6.3)$$

Hierbei stellen \vec{E} und \vec{J} Vektorfelder sowie ρ , σ und ε aufgrund ihrer Ortsabhängigkeit Skalarfelder dar. Zunächst sei eine ideale Isolieranordnung betrachtet. Vor Anlegen einer Spannung existieren in einer solchen Anordnung keine Raumladungen innerhalb des Isolierstoffes ($\rho = 0$). Darüber hinaus ist, ob des fehlenden Laststroms und den damit einhergehenden Verlusten, kein Temperaturgradient über der Kabelisolation ausgeprägt. Unmittelbar nach Anlegen einer Spannung beziehungsweise beim instantanen (sprungartigen) Hochfahren einer Gleichspannung kann an einem idealen Isolierstoff mit Gleichung (6.1) unter Annahme von $\rho = 0$ die elektrische Feldverteilung allein in Abhängigkeit der Geometriedaten und den stoffabhängigen Permittivitäten des Isoliersystems angegeben werden [75]. In diesem Fall spricht man – wie bei AC-Beanspruchung – von einer kapazitiven Feldverteilung. Dies entspricht Zustand 1 aus [75]. Nach Zuschalten einer Gleichspannung sammeln sich mit zunehmender Zeitdauer im Isolierstoff Raumladungen an und die elektrische Feldverteilung geht von einer kapazitiven Feldverteilung in eine resistive Feldverteilung über. Dieser Übergangszustand wird in [75] als Zustand 2 bezeichnet. Nach Erreichen eines stationären DC-Zustands² – Zustand 3 aus [75] – erfolgt keine weitere Ausbildung von Raumladungen ($\frac{\partial}{\partial t} = 0$). Folglich stellt sich dann eine konstante Stromdichte über der Isolierung ein. Aus Gleichung (6.2) und Einsetzen von Gleichung (6.3) folgt:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \vec{J} &= -\frac{\partial}{\partial t} \rho = 0 \\ &= \operatorname{div}(\sigma \cdot \vec{E}). \end{aligned} \quad (6.4)$$

²Formal stellt sich erst für $\lim_{t \rightarrow \infty}$ ein stationärer Strom durch den Isolierstoff ein. Für prüftechnische Aufbauten sind daher sehr lange Beobachtungsdauern erforderlich, vergleiche typische Zeitkonstanten in [164].

Durch Multiplikation von ε und Division von σ folgt aus³ Gleichung (6.4):

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(\varepsilon \cdot \vec{E}) &= \operatorname{div}\left(\varepsilon \cdot \frac{\vec{J}}{\sigma}\right) \\ &= \frac{\varepsilon}{\sigma} \cdot \operatorname{div} \vec{J} + \vec{J} \cdot \operatorname{grad}\left(\frac{\varepsilon}{\sigma}\right) \\ &= -\frac{\varepsilon}{\sigma} \cdot \frac{\partial}{\partial t} \rho + \vec{J} \cdot \operatorname{grad}\left(\frac{\varepsilon}{\sigma}\right). \end{aligned} \quad (6.5)$$

Der Quotient ε/σ aus Gleichung (6.5) wird als dielektrische Zeitkonstante oder Relaxationszeitkonstante bezeichnet, in welcher sich das Isoliersystem einem stationären Zustand annähert [103]. Unter Annahme eines stationären Zustands gilt: $\operatorname{div} \vec{J} = 0$. Dann kann durch Einsetzen der Gleichungen (6.1) und (6.3) in Gleichung (6.5) die Raumladungsdichte angegeben werden:

$$\rho = \sigma \cdot \vec{E} \cdot \operatorname{grad}\left(\frac{\varepsilon}{\sigma}\right). \quad (6.6)$$

Demnach wird sich bei DC-Beanspruchung in jedem Isolierstoff, durch den eine Stromdichte \vec{J} fließt und ein Gradient von $\frac{\varepsilon}{\sigma}$ vorliegt, ein Raumladungsprofil ausprägen. Nun folgt der Übergang zu einer zylindrischen, homogenen Kabelanordnung bestehend aus Innenleiter, Isolierstoff und Außenleiter. Bei Annahme einer langen Kabelstrecke und Vernachlässigung von Randeffekten an den Kabelenden bestehen in einer solchen Anordnung die Vektoren \vec{E} und \vec{J} nur aus einer radialen Komponente. Aus Gründen der Übersicht wird für die radialen Komponenten nachfolgend die Notation E beziehungsweise J genutzt. Für HGÜ-Kabel kann die Permittivität ε über einen großen Temperaturbereich als konstant angenommen werden⁴ [58]. Daher ist vor allem der Gradient von $(\frac{1}{\sigma})$ für die Ansammlung von Raumladungen ausschlaggebend. Gemäß Gleichung (6.6) folgt, dass E und der Gradient von $(\frac{\varepsilon}{\sigma})$ entlang der gleichen räumlichen Dimension verlaufen müssen, damit sich eine Raumladungsdichte ausprägen kann. Da im betrachteten Fall E nur aus einer radialen Komponente besteht, wird folglich die Raumladungsdichte ebenfalls nur eine radiale Komponente aufweisen. An dieser Stelle ist wichtig hervorzuheben, dass der Ausdruck für die Raumladungsdichte aus Gleichung (6.6) nur für einen homogenen Isolierstoff ohne Berücksichtigung von lokalen Ansammlungen der Ladungsträgern an Haftstellen zutrifft. Daher wird diese Raumladungsdichte im weiteren Verlauf als theoretische Raumladungsdichte bezeichnet. In einem realen HGÜ-Kabel existieren weitere Generations- und Transportmechanismen der Ladungsträger, wie der weiteren Diskussion in Kapitel 6.2.3 entnommen werden kann. Zur mathematischen Beschreibung der

³Falls U ein Skalarfeld und \vec{F} ein Vektorfeld ist, gilt die Rechenregel: $\operatorname{div}(U \cdot \vec{F}) = U \cdot \operatorname{div}(\vec{F}) + \vec{F} \cdot \operatorname{grad}(U)$.

⁴Aufgrund dessen kann ε auch als räumlich konstant über dem Isolierstoff angesehen werden.

elektrischen Leitfähigkeit von festen Isolierstoffen hat sich ein empirischer Zusammenhang mit der Temperatur und der elektrischen Feldstärke als geeignet erwiesen [32]:

$$\sigma(T, E) = \sigma_0 \cdot e^{\alpha \cdot T + \beta \cdot E}. \quad (6.7)$$

Die Referenzleitfähigkeit σ_0 sowie die Faktoren α und β können in Abhängigkeit der jeweiligen Isoliermischung empirisch ermittelt werden und sind für ausgewählte Materialien in [58, 103] angegeben. Für VPE ist die Temperaturabhängigkeit der Leitfähigkeit in der Regel stärker ausgeprägt als die Abhängigkeit von der Feldstärke [58]. Bei stationärer DC-Beanspruchung kann unter Kenntnis der: (i) Temperatur- und Feldstärkeabhängigkeit der elektrischen Leitfähigkeit, (ii) Kabelgeometrie und (iii) Temperaturverteilung über der Isolierung die elektrische Feldverteilung berechnet werden [58]. Die Temperaturdifferenz zwischen Innenleiter und Kabelschirm tritt vor allem aufgrund der lastabhängigen ohmschen Verlusten des Innenleiters auf. Prinzipiell kann eine Abschätzung des Temperaturprofils über der Kabelisolierung mittels vereinfachten Modellen zur Wärmeleitung auf Grundlage der Leiterverluste⁵ erfolgen. Aus gebotener Kürze wird an dieser Stelle auf eine weitere Herleitung des Ausdrucks für den radialen Verlauf der elektrischen Feldstärke verzichtet. Für den Verlauf der radialen Feldstärke E_0 bei stationärer DC-Beanspruchung mit der Gleichspannung U_0 wird die Näherungsformel⁶ aus [32] genutzt:

$$E_0(r) = U_0 \cdot \frac{\delta \cdot \left(\frac{r}{r_o}\right)^{\delta-1}}{r_o \cdot \left[1 - \left(\frac{r_i}{r_o}\right)^\delta\right]} \quad (6.8)$$

mit dem Feldinversionskoeffizienten δ :

$$\delta = \frac{\frac{\alpha \cdot \Delta T}{\ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)} + \frac{\beta \cdot U_0}{r_o - r_i}}{1 + \frac{\beta \cdot U_0}{r_o - r_i}}. \quad (6.9)$$

Hierbei ist α der Temperaturkoeffizient der Leitfähigkeit in der Einheit $(^\circ\text{C})^{-1}$ und β der Feldstärkekoeffizient der Leitfähigkeit in der Einheit mm/kV . Eine schrittweise Herleitung von Gleichung (6.8) aus den Gleichungen (6.6) und (6.7) kann [103] entnommen werden. Ursprünglich wurde Gleichung (6.8) in [32] für Kabel mit imprägnierter Papierisolation entwickelt. Gemäß [136] stellt Gleichung (6.8) jedoch auch für Kabel mit extrudierter Isolierung eine gängige Berechnungsvorschrift dar. Die Approximation gemäß Gleichung (6.8) berücksichtigt bei der Berechnung des radialen Verlaufs der Leitfähigkeit nicht den Einfluss des radialen Feldstärkeverlaufs, sondern nähert die Abhängigkeit zwischen Leitfähigkeit und

⁵Die Norm IEC 60287-1-1 [199] kann hierbei zur Abschätzung der Leiterverluste dienen.

⁶Da keine analytische Lösung für $E_0(r)$ existiert, wird eine numerische Approximation der Feldstärke genutzt, siehe [103].

Feldstärke durch eine mittlere Feldstärke an. Aus Gleichung (6.9) ist ersichtlich, dass die Temperaturdifferenz ΔT über der Isolierung und nicht die Absoluttemperatur der bestimmende Faktor für den resultierenden Verlauf der elektrischen Feldstärke ist [74]. Für $\delta < 1$ tritt die höchste Feldstärke am Innenleiter auf. Bei $\delta > 1$ spricht man von Feldinversion. In solchen Fällen können in der Nähe des Kabelschirms höhere Feldstärken als am Innenleiter des Kabels auftreten, wie das nachfolgende Kapitel 6.3.1 zeigt. Mit den Gleichungen (6.8) und (6.9) kann für unterschiedliche Lastzustände und damit einhergehenden Temperaturdifferenzen ΔT über der Isolation der radiale Verlauf der elektrischen Feldstärke bei stationärer DC-Beanspruchung approximiert werden.

6.2.2 Elektrische Feldverteilung bei überlagerten Impulsen

Gemäß der Definitionen aus Kapitel 4.2 ist eine äußere Überspannung mit dem Spitzenwert U_P der stationären DC-Spannung mit dem Wert U_0 überlagert. Bei einer schnell veränderlichen Impulsspannung überwiegt in der Isolation die Verschiebungsstromdichte $\frac{\partial}{\partial t}\varepsilon \cdot E$ deutlich gegenüber der Leitungsstromdichte J infolge des transienten Vorgangs [84]. Die Impulsspannung verursacht daher ein überlagertes, kapazitives Feld E_{ac} :

$$E_{ac}(r) = \frac{U_P - U_0}{r \cdot \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)}. \quad (6.10)$$

Der radiale Verlauf von E_{ac} folgt dem bekannten Feldverlauf einer koaxialen Anordnung bei AC-Beanspruchung. Die Gesamtfeldbelastung in der Isolation kann gemäß [74] aus der Summe des überlagerten kapazitiven Felds und des stationären DC-Felds ermittelt werden:

$$E(r) = E_0(r) + E_{ac}(r). \quad (6.11)$$

Aus Gleichung (6.10) ist ersichtlich, dass zumindest das kapazitive Feld bei Impulsspannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung betragsmäßig größere Werte annimmt als bei Impulsen mit gleicher Polarität wie die Betriebsspannung ($|-U_P - U_0| > |U_P - U_0|$). Aussagen zur resultierenden Feldstärke erfolgen in Kapitel 6.3.2.

6.2.3 Anmerkungen zu Raumladungen in HGÜ-Kabeln

Die in Gleichung (6.6) genannte analytische Beschreibungsform der Raumladungsdichte ist entsprechend der Maxwell-Gleichungen bei stationärer DC-Beanspruchung innerhalb der Kabelisolierung zu erwarten. Diese Beschreibungsform der Raumladungsdichte stellt gemäß [103] eine gängige Abschätzung während des Designprozesses der Kabelisolierung dar. Die Ladungsträger der Raumladungsdichte aus Gleichung (6.6) sind nicht an lokale Haftstellen gebunden, sondern stellen sich

im Isolationsmedium entsprechend dem Gradienten von $(\frac{\epsilon}{\sigma})$ ein [103]. Tatsächlich sind jedoch die Injektions- und Transportmechanismen der Ladungsträger in einem realen Isoliersystem wesentlich komplexer und von einer Vielzahl weiterer materialspezifischer Eigenschaften abhängig. Das umfangreiche Themengebiet der Generations- und Transportmechanismen von Ladungsträgern in Polymeren ist seit Jahrzehnten Gegenstand der Forschung [26, 59] und liegt außerhalb des Fokus dieser Arbeit. In einem realen Isolierstoff können aufgrund von chemischen Verunreinigungen oder gegebenenfalls gezielt eingesetzten Additiven lokale Haftstellen existieren. Darüber hinaus liegen in einem realen Isoliersystem an den Übergangsstellen zwischen unterschiedlichen Materialien Grenzschichten vor, welche die Injektion und Akkumulation von Ladungsträgern beeinflussen [24]. Ab einer gewissen Feldstärke sowie je nach Temperatur- und Materialeigenschaften können sich an lokalen Haftstellen Ladungsträger ansammeln [26, 27]. Die an Haftstellen lokalisierten Ladungsträger bezeichnet man als *trapped charge* [27]. Man unterscheidet zwischen *homocharge* und *heterocharge*. In der Nähe von Grenzflächen ist üblicherweise eine der beiden Ausprägungen zu erwarten [59]. Es liegen gleichartige Ladungen (engl. *homocharge*) vor, sofern eine Ansammlung der Ladungsträger an Haftstellen in der Nähe zu den Elektroden erfolgt und die Ladungsträger die gleiche Polarität wie die jeweils angrenzende Elektrode haben [75]. Gleichartige Ladungsträger können auftreten, falls an den Elektroden die Injektion beziehungsweise die Extraktion von Ladungsträgern gegenüber dem Transport der Ladungsträger durch das Isolationsmedium überwiegt. Infolge von *homocharges* ist in der Nähe der Elektroden ein Absinken der elektrischen Feldstärke und im mittleren Bereich des Isolationsmediums ein Anstieg der elektrischen Feldstärke zu beobachten. Der englische Begriff *heterocharge* wird genutzt, sofern die Ladungsträger an Haftstellen in der Nähe zur Elektrode die entgegengesetzte Polarität wie die angrenzende Elektrode aufweisen [75]. *Heterocharges* können auftreten, falls der Transport von Ladungsträgern durch das Isolationsmedium gegenüber der Injektion beziehungsweise der Extraktion von Ladungsträgern an den Elektroden überwiegt. In solchen Fällen ist in der Nähe der Elektroden eine Überhöhung der elektrischen Feldstärke und im mittleren Bereich des Isolationsmediums ein Absinken der elektrischen Feldstärke zu erwarten.

Tatsächlich vorliegende Raumladungsprofile in HGÜ-Kabeln mit extrudierter Isolierung können nach heutigem Wissensstand nahezu ausschließlich messtechnisch ermittelt werden. Die sich einstellenden Raumladungsverteilungen sind abhängig von den herstellerspezifischen Materialeigenschaften, dem herstellerspezifischen Kabeldesign sowie dem Produktionsverfahren. An dieser Stelle sei erwähnt, dass zwar internationale Standards beziehungsweise Empfehlungen für Raumladungsmessungen an maßstäblichen HGÜ-Kabelsystemen existieren [201], jedoch nach heutigem Wissensstand die angewendeten Verfahren zu Raumladungsmessungen äußerst anspruchsvoll und weiterhin Gegenstand der Forschung sind [2, 142]. In der Literatur liegen hauptsächlich Leitfähigkeits- und Raumladungsmessungen

an sogenannten *small-scale plaques*, Materialproben mit Dicken im Bereich von Mikrometern bis wenigen Millimetern, oder an *mini cables*, klein skalierten Kabeln mit deutlich reduzierten Leiterquerschnitten vor [7, 18, 24, 35]. Nach [38] stellen Messungen an *small-scale plaques* zwar eine vergleichsweise kostengünstige und wichtige Möglichkeit zur Materialcharakterisierung dar, jedoch sind die Ergebnisse solcher Messungen, aufgrund von Skalierungseffekten, nur mit Einschränkungen auf maßstäbliche HGÜ-Kabelsysteme übertragbar. Raumladungsmessungen an maßstäblichen HGÜ-Kabeln sind in einigen wenigen Beiträgen [18, 78, 143] von Kabelherstellern publiziert. In Anbetracht der hohen Abhängigkeit von materialspezifischen Eigenschaften auf die sich bei DC-Beanspruchung einstellende Raumladungsverteilung können quantitativ belastbare Aussagen zur elektrischen Feldverteilung in maßstäblichen HGÜ-Kabelsystemen nur bei Berücksichtigung der sich ausprägenden Raumladungsverteilung unter Einbeziehung der hersteller-spezifischen Materialzusammensetzungen auf Basis von Raumladungsmessungen getroffen werden.

6.3 Verfahren zur Ermittlung der elektrischen Feldverteilung

Abbildung 6.1 zeigt einen zielführenden Ablauf zur Analyse und Bewertung der auftretenden Kabelbelastungen infolge von äußeren Überspannungen. Themenkomplex ①, eine Analyse der EMT-Ausgleichsvorgänge, zielt darauf ab, die höchsten Überspannungen entlang der räumlich ausgedehnten Kabelstrecke für das projektspezifische System zu ermitteln. Dieser Themenkomplex stellt den Hauptteil dieser Arbeit dar, vergleiche Kapitel 3 bis Kapitel 5. Themenkomplex ②, die elektrische Feldberechnung, bewertet auf Grundlage der zuvor ermittelten Spannungspegel sowie auf Grundlage der spezifischen Material- und Designeigenschaften des Kabelsystems die zu erwartenden elektrischen Feldverteilungen an den relevanten Komponenten des Kabelsystems. Üblicherweise werden im Rahmen eines HGÜ-Projekts die beiden Themenkomplexe von unterschiedlichen Parteien durchgeführt und können weitestgehend unabhängig voneinander bearbeitet werden. Der erste Themenkomplex, die Analyse von EMT-Ausgleichsvorgängen, liegt in der Regel in der primären Verantwortung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers, da dieser üblicherweise die erforderlichen Überspannungspegel spezifiziert. Die Analyse und Bewertung der elektrischen Feldverteilungen an den Komponenten des Kabelsystems lässt sich nur unter Einbindung des Kabelherstellers und bei umfangreicher Kenntnis über die herstellereigenen Material- und Designeigenschaften durchführen. Im nachfolgenden Kapitel 6.3.1 werden zuerst generalisierte Aussagen zur stationären DC-Feldverteilung auf Grundlage eines vereinfachten, homogenen Kabelaufbaus getätigt. Anschließend werden in Kapitel 6.3.2 die Gesamtfeldstärkebelastung infolge von Blitzereignissen exemplarisch diskutiert. Zur Berechnung der resultierenden Feldstärke werden auf Grundlage von Kapitel 4.4.1

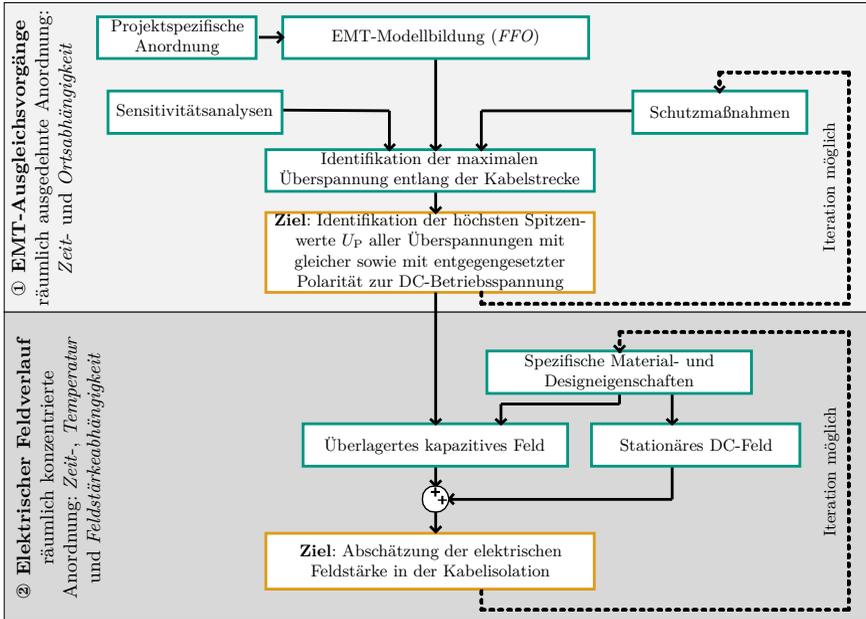


Abbildung 6.1: Schematischer Ablauf zur Analyse der Kabelbelastungen infolge von äußeren Überspannungen.

die höchsten Spitzenwerte der Blitzüberspannungen, welche bei einer Kabellänge von 5 km zu erwarten sind, angesetzt.

6.3.1 DC-Feldverteilung bei theoretischen Raumladungsdichten

Abbildung 6.2 (a) zeigt den radialen, qualitativen Verlauf der elektrischen Feldstärke bei stationärer DC-Beanspruchung mit $+U_0$ für das generische Kabelmodell gemäß der Parametrierung aus Anhang D.2. Der Feldverlauf ist jeweils für die maximale Temperaturdifferenz, welche infolge des Bemessungs-Laststroms zu erwarten ist, als auch für die minimale Temperaturdifferenz, welche ohne Fließen eines Laststroms⁷ auftreten kann, gezeigt. Zum Vergleich sind zusätzlich der Verlauf des kapazitiven Felds bei Beanspruchung mit einer Wechselspannung mit äquivalentem Spitzenwert U_0 unter Berücksichtigung der 50-Hz-Permittivität dargestellt. Als qualitativer Vergleich ist an der Ordinatenachse die

⁷Die minimale Temperaturdifferenz kann während des Betriebs auftreten, falls der Wirkleistungsarbeitspunkt des HGÜ-Systems bei 0 GW liegt, vergleiche Kapitel 5.4.2.

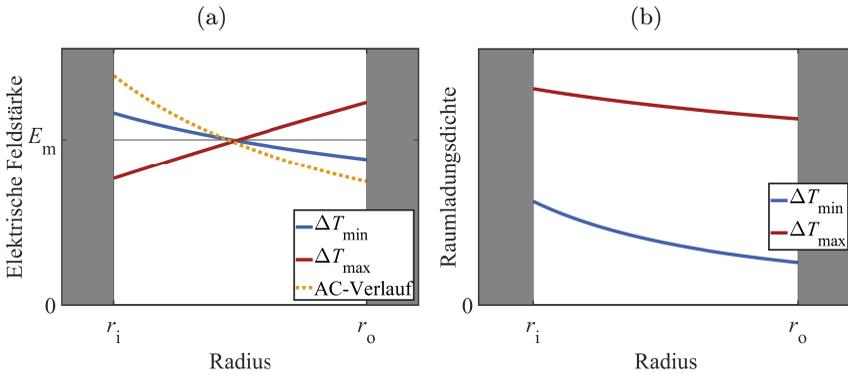


Abbildung 6.2: Stationäre DC-Beanspruchung bei unterschiedlichen Temperaturgradienten über der Kabelisolation: (a) radialer Verlauf der elektrischen Feldstärke, (b) radialer Verlauf der theoretischen Raumladungsdichte.

mittlere elektrische Feldstärke E_m eingezeichnet⁸. Ausgehend von der elektrischen Feldverteilung kann mit dem Gaußschen Gesetz gemäß Gleichung (6.1) der Verlauf der theoretischen Raumladungsdichte numerisch ermittelt werden, siehe Abbildung 6.2 (b). Die grundlegenden Einflussfaktoren auf die DC-Feldverteilung in HGÜ-Kabeln unter Annahme von theoretischen Raumladungsdichten sind in der Literatur umfangreich dokumentiert [75, 103]. Demnach befindet sich, sofern über der Kabelisolation keine Temperaturdifferenz anliegt, die höchste elektrische Feldstärke unmittelbar am Innenleiter. In solchen Fällen ist die höchste Raumladungsdichte ebenfalls in der Nähe des Innenleiters zu finden. Mit ansteigendem Temperaturgradient nimmt die Raumladungsdichte aufgrund der Temperaturabhängigkeit der elektrischen Leitfähigkeit zu. Ab einer gewissen Temperaturdifferenz über der Hauptisolation tritt die Feldinversion deutlich in Erscheinung. Bei maximaler Temperaturdifferenz über der Kabelisolation tritt dann die höchste elektrische Feldstärke in der Nähe des Kabelschirms auf. Im mittleren Bereich der Hauptisolation gibt es eine Zone, in welcher die elektrische Feldstärke nahezu unabhängig von der auftretenden Temperaturdifferenz ist. Die theoretische Raumladungsdichte besteht unabhängig von der auftretenden Temperaturdifferenz ausschließlich aus Ladungsträgern der gleichen Polarität. Da für das berücksichtigte DC-VPE die Leitfähigkeit stärker von der Temperatur als von der elektrischen Feldstärke abhängt, ist für die angesetzten Temperaturgradienten eine höhere Leitfähigkeit in der Nähe des Innenleiters zu finden. Daher ist gemäß Gleichung (6.6) die radiale Komponente des Gradienten von $(\frac{\epsilon}{\sigma})$ stets größer

⁸Eine Definition der mittleren elektrischen Feldstärke kann Anhang D.2 entnommen werden.

Null. Folglich ist die Polarität der Raumladungsdichte nur vom elektrischen Feld beziehungsweise von der Polarität der Spannung am Innenleiter abhängig [103].

6.3.2 Resultierende Feldverteilung bei überlagerten Impulsen

Gemäß der umfangreichen Untersuchungen aus Kapitel 4 tritt die höchste Blitzüberspannung mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung infolge eines Rücküberschlags (BFO) auf. Eine Blitzüberspannung mit gleicher Polarität zur Betriebsspannung kann durch einen Abschirmfehler (SFO konstruktiv) verursacht werden. Abbildung 6.3 zeigt die radiale Komponente der elektrischen Feldstärke, die aus der Überlagerung des kapazitiven Felds infolge der Blitzeinwirkung und des stationären DC-Felds gemäß Abbildung 6.2 resultiert. Die elektrische Feld-

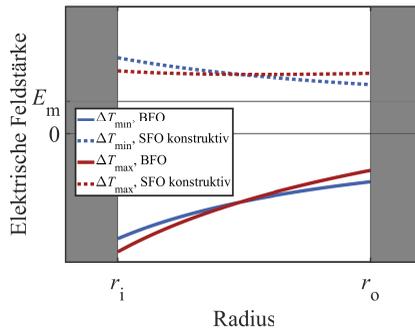


Abbildung 6.3: Radialer Verlauf der resultierenden elektrischen Feldstärke bei stationärer DC-Beanspruchung und überlagerter Impulsspannung in Abhängigkeit des Temperaturgradienten über der Kabelisolation und des jeweiligen Blitzeignisses.

stärke wird in den folgenden Abbildungen stets zu dem Zeitpunkt, zu welchem der Spitzenwert der jeweiligen Blitzüberspannung auftritt, gezeigt. Die betragsmäßig höchste elektrische Feldbeanspruchung ist infolge eines Rücküberschlags an einer durch den Betriebsstrom erwärmten Kabelstrecke beziehungsweise bei maximalem Temperaturgradienten über der Isolierung zu erwarten. Die höchste Feldstärke tritt dann in der Nähe des Innenleiters auf. Impulsspannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung sind bei Feldinversion kritischer bezogen auf die maximal resultierende Feldstärke, da in solchen Fällen das DC-Feld am Innenleiter bereits ein Minimum aufweist. Das kapazitive Feld infolge der Impulsspannung zeigt am Innenleiter ein Maximum mit entgegengesetzter Polarität, sodass in solchen Fällen die Überlagerung beider Felder am Innenleiter am ausgeprägtesten ausfällt. Dieser Effekt kann bei Berücksichtigung von realitätsnahen Raumladungsdichten durch das Vorhandensein von *homocharges*

in der Nähe des Innenleiters verstärkt werden. Für Blitzüberspannungen mit gleicher Polarität zur Betriebsspannung stellt – zumindest bei Annahme von theoretischen Raumladungsdichten – ein kaltes Kabel beziehungsweise ein minimaler Temperaturgradient über der Isolierung den belastenderen Zustand bezogen auf die Maximalfeldstärke dar. Wie jedoch bereits in Kapitel 6.2.2 genannt, ist das wirksame kapazitive Feld bei Spannungsimpulsen mit gleicher Polarität zur Betriebsspannung kleiner als bei Spannungsimpulsen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung. Die Tatsache, dass für überlagerte Spannungsimpulse mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung die höchste Feldstärke bei maximalem Temperaturgradienten auftritt, spiegelt sich auch in den normativen Prüfanforderungen wider. Demnach fordert die relevante Norm für HGÜ-Kabel mit extrudierter Isolierung [197], die überlagerte Stoßspannungsprüfung bei mindestens der höchsten ausgewiesenen Leitertemperatur sowie mindestens beim maximalen Temperaturgradienten über der Kabelisolierung, für welchen das Kabel ausgelegt ist, durchzuführen.

Kapitel 7

Zusammenfassung und Ausblick

In Hinblick auf die geplanten Netzausbaumaßnahmen, die der TYNDP vorsieht, werden HGÜ-Kabelsysteme zukünftig eine tragende Rolle in der europäischen Energieversorgung einnehmen. Um einen zuverlässigen Betrieb dieser Systeme sicherstellen zu können, stellt eine umfassende Kenntnis über die potentiell zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen eine Grundvoraussetzung für eine verlässliche Auslegungsstrategie der Kabelsysteme dar. Insbesondere unter Anbetracht der limitierten Projektierungs- und Betriebserfahrung von den in Deutschland geplanten HGÜ-Landkabelverbindungen erlangt eine fundierte Analyse und Bewertung der in solchen Systemen zu erwartenden Spannungsbeanspruchungen hohe Dringlichkeit. Der Fokus dieser Arbeit lag auf einer umfassenden Analyse von elektromagnetischen transienten Ausgleichsvorgängen in HGÜ-Systemen basierend auf der MMC-Topologie. Das primäre Ziel dieser Arbeit bestand deshalb darin, die mannigfaltigen Spannungsbelastungen entlang von HGÜ-Kabelsystemen zu klassifizieren und zu quantifizieren. Diese wurden in zwei wesentliche Hauptgruppen unterteilt:

- *Äußere Überspannungen:*

Äußere Überspannungen können in teilverkabelten HGÜ-Systemen auftreten. Infolge eines Blitzeinschlags im Freileitungsbereich können sich entlang der Kabelstrecke Wanderwellen ausbreiten und zu Überspannungen führen.

- *Innere Überspannungen:*

Mit inneren Überspannungen wurden im Kontext dieser Arbeit Vorgänge klassifiziert, in welchen der Spannungsaufbau infolge eines Fehlerereignisses maßgeblich durch die Systemkonfiguration des HGÜ-Systems sowie durch die Umrichter-Topologie beeinflusst wird. Schwerwiegende Fehlerereignisse, wie Leitungskurzschlüsse oder Erdschlüsse, erfordern bei Verwendung der Halbbrücken-Topologie einen Umrichterblock und können entlang der Ka-

belstrecke zu Überspannungen oder zu Spannungsumpolungen führen.

Um diese unterschiedlichen elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge untersuchen zu können, wurde zunächst der Fokus auf eine adäquate Modellbildung der relevanten Systemkomponenten und Betriebsmittel in den jeweiligen Frequenzbereichen gelegt. Anschließend wurde das transiente Systemverhalten mittels vereinfachter Ersatzschaltungen oder Wellengittern grundlegend analysiert. Durch diese Methodik konnten für die jeweiligen Ausgleichsvorgänge die relevanten Einflussparameter auf den Aufbau der Überspannungen beziehungsweise auf den Aufbau der Spannungsumpolungen identifiziert werden. Darüber hinaus wurde mithilfe parametrischer Ansätze die zu erwartenden Spannungsformen und deren Kenngrößen in Abhängigkeit von einer Vielzahl an projektspezifischen Parametern ermittelt. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen ermöglichen eine Identifikation der relevanten Schnittstellenparameter zwischen der Auslegung der Umrichterstation und des Kabelsystems. Die ausführliche Bewertung der wesentlichen Auslegungsparameter kann in zukünftigen HGÜ-Projekten einen wertvollen Beitrag für den Koordinationsprozess zwischen Netzbetreiber, Anlagenhersteller und Kabellieferant liefern. Darüber hinaus ebnet die umfassende Quantifizierung der Spannungsbeanspruchungen in HGÜ-Systemen basierend auf der MMC-Topologie den Weg für weitere Forschungsarbeiten im Bereich der Isolationskoordination von HGÜ-Betriebsmitteln.

Weiterer Forschungsbedarf

- *Kombinierte Verfahren zur Isolationskoordination von teilverkabelten HGÜ-Systemen:*

Sofern in teilverkabelten HGÜ-Projekten der kürzeste Kabelabschnitt eine Länge von wenigen Kilometern aufweist, kann die maximale Blitzüberspannung entlang des Kabelabschnitts wesentlich größere Werte als der üblicherweise angesetzte Blitzstoßbemessungspegel annehmen. In Hinblick auf solche Systeme erscheint die Weiterentwicklung eines kombinierten Ansatzes zur Isolationskoordination als lohnenswert, um den Blitzstoßbemessungspegel des Kabelsystems als Kompromiss zwischen einer akzeptablen Ausfallrate des Betriebsmittels und der lokalen Auftrittswahrscheinlichkeit des Blitzeignisses auslegen zu können. Dieses Themengebiet gewinnt mutmaßlich nur in teilverkabelten Systemen mit kurzen Kabelabschnitten an Bedeutung und könnte in solchen zu einer unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimierten Systemauslegung führen.

- *Transiente Ausgleichsvorgänge in Multiterminal-HGÜ-Systemen:*

Für zukünftige Projekte ist aufgrund wachsender Marktanforderungen grundsätzlich vorstellbar, dass Multiterminal-HGÜ-Systeme mit drei oder mehr Umrichterstationen vermehrt Anwendung finden werden. Um für solche Sys-

teme eine hohe Verfügbarkeit zu ermöglichen, sind neuartige Schutzfunktionen und selektive Fehlerklärungsstrategien erforderlich. Dazu kann, je nach Submodul-Topologie der eingesetzten Umrichter, in den DC-Schaltanlagen an den Verknüpfungspunkten des Multiterminal-Systems die Installation von schnellen mechanischen Trennern oder gar DC-Leistungsschaltern eine mögliche Option darstellen. Diese neuartigen Betriebsmittel sowie die komplexere DC-Struktur eines Multiterminal-Systems verursachen im Vergleich zu HGÜ-Zweipunkt-Übertragungssystemen andere Spannungs- und Strombelastungen im Fehlerfall und erfordern daher eine gesonderte Betrachtung. Für das Themengebiet der transienten elektromagnetischen Ausgleichsvorgänge in Multiterminal-HGÜ-Systemen bietet diese Arbeit eine fundierte Modellierungsgrundlage und stellt eine umfassende Methodik zur Analyse der transienten Kabelbelastungen zur Verfügung.

■ *Auswirkung der ermittelten Spannungsformen auf die dielektrische Festigkeit und die Alterung der Kabelisolation:*

Im Rahmen der Arbeit wurde unter anderem aufgezeigt, dass in HGÜ-Systemen basierend auf der MMC-Topologie die Kabelstrecken im Fehlerfall Spannungsformen ausgesetzt sind, die signifikante Unterschiede im Vergleich zu aktuell angewendeten Prüfspannungsformen aufweisen. Für Überspannungen mit gleicher Polarität zur Betriebsspannung sind als Diskrepanzen zur angewendeten Prüfspannungsform vor allem die signifikant längere Anstiegszeit als auch die lange Dauer der nachfolgenden TOV zu nennen. Obgleich diese Ereignisse mutmaßlich nicht zu einem sofortigen Versagen der Kabelisolation führen, sind die Auswirkungen der tatsächlich zu erwartenden Spannungsformen auf die Alterung der Kabelisolation aus Sicht des wissenschaftlichen Forschungsstandes nicht in befriedigendem Maße geklärt. Auch für Spannungen mit entgegengesetzter Polarität zur Betriebsspannung sind Abweichungen zu den normativ festgelegten Prüfspannungsformen feststellbar. Zu nennen ist hier vor allem die Spannungsform, die infolge eines Kabelfehlers auftreten und zu einer oszillierenden Entladung des fehlerhaften Kabelabschnitts führen kann. Unter Anbetracht des geplanten umfangreichen Einsatzes von HGÜ-Kabelsystemen in der kommenden Dekade erscheint eine fundierte Bewertung, ob tatsächlich zu erwartende Spannungsformen möglicherweise eine schwerwiegendere Beanspruchung für das Kabelsystem darstellen, als aktuell angewendete Prüfspannungsformen von hoher Wichtigkeit. Hierzu erscheint es ratsam, zum einen aus Sicht der Hochspannungs-Prüftechnik maßstäbliche HGÜ-Kabelsysteme mit den ermittelten Spannungsformen systematisch zu testen als auch aus Sicht der Materialwissenschaften die Auswirkungen der Spannungsformen auf die Alterungsprozesse der Feststoffisolation grundlegend zu analysieren.

Anhang A

Grundkonzeption HGÜ-System

Nachfolgend wird die Grundkonzeption der untersuchten HGÜ-Systemkonfigurationen symmetrischer Monopol und Rigid Bipol vorgestellt. Üblicherweise definiert der zuständige Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt das erforderliche Systemverhalten und die einzuhaltenden Grenzwerte des HGÜ-Systems. Auf dieser Grundlage entwirft der Anlagenhersteller das System. Neben den primären Übertragungskenngrößen der Anlage sind diverse netzdienliche Maßnahmen und Fault-Ride-Through-Fähigkeiten (FRT) erforderlich, die in der Anwendungsregel für den Anschluss von HGÜ-Systemen *VDE-AR-N 4131* [206] festgelegt sind. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den auftretenden Spannungsbelastungen entlang der Kabelsysteme in den beiden Systemkonfigurationen SMP und RBP zu ermöglichen, werden beide HGÜ-Systeme für die gleichen Leistungskennwerte am Netzanschlusspunkt und die gleiche DC-seitige Nennbetriebsspannung von $U_0 = 320$ kV ausgelegt, siehe Tabelle A.1. Die nachfolgende Dimensionierung zielt darauf ab, ein Anlagendesign unter technisch plausiblen Randbedingungen zu gewährleisten. Die tatsächliche Dimensionierung eines HGÜ-Systems ist Aufgabe des Herstellers und stellt ein umfangreiches Optimierungsproblem unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen dar, was nicht primärer Gegenstand dieser Arbeit ist.

Tabelle A.1: Bemessungsgrößen am Netzanschlusspunkt (PCC)

Parameter	Wert
Bemessungswirkleistung am PCC $P_{\text{pcc,r}}$	1000 MW
Bemessungsblindleistung am PCC $Q_{\text{pcc,r}}$	300 Mvar
Netzseitige Nennspannung U_{grid}	400 kV
Netzseitige Nennfrequenz f_{grid}	50 Hz

A.1 Dimensionierung eines HGÜ-Umrichters

Bei Anwendung des Erzeugerzählpeilsystems am PCC und dortiger Einspeisung von $+P_{\text{pcc,r}}$ muss der Gleichrichter zusätzlich die Stations- und Übertragungsverluste bereitstellen, siehe Abbildung A.1 für SMP. Unter Annahme der Übertra-

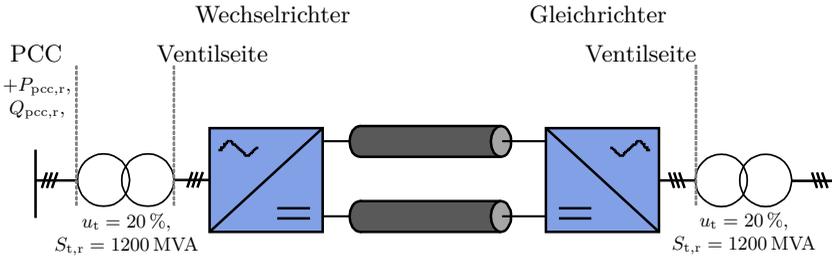


Abbildung A.1: Schematische Darstellung des SMPs.

gungsverluste $P_{\text{loss,line}}$ sowie der Stationsverluste $P_{\text{loss,station}}$ beträgt die erforderliche Wirkleistung auf der DC-Seite des Gleichrichters:

$$P_{\text{dc}}^{\text{rec}} = P_{\text{pcc,r}}^{\text{inv}} + P_{\text{loss,station}} + P_{\text{loss,line}}, \quad (\text{A.1})$$

beziehungsweise die erforderliche Wirkleistung auf der Netzseite des Gleichrichters:

$$P_{\text{grid}}^{\text{rec}} = P_{\text{pcc,r}}^{\text{inv}} + 2 \cdot P_{\text{loss,station}} + P_{\text{loss,line}}. \quad (\text{A.2})$$

Gemäß der Herstellerangaben aus [115] können die Stationsverluste bei modernen MMC-HGÜ-Anlagen unter einem 1% liegen. Sofern der Gleichrichter an dessen Anschlusspunkt zusätzlich die Bemessungsblindleistung bereitstellt, gilt auf der Netzseite des Gleichrichters:

$$\cos(\varphi_{\text{grid,r}}) = \frac{P_{\text{grid}}^{\text{rec}}}{\sqrt{(P_{\text{grid}}^{\text{rec}})^2 + Q_{\text{pcc,r}}^2}}, \quad (\text{A.3})$$

und:

$$I_{\text{grid,r}} = \frac{P_{\text{grid}}^{\text{rec}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{grid,r}} \cdot \cos(\varphi_{\text{grid,r}})}. \quad (\text{A.4})$$

Der Blindleistungsbedarf des Stromrichtertransformators mit der Längsreaktanz X_t sowie der Blindleistungsbedarf der Ventildrosseln muss vom jeweiligen Umrichter zusätzlich bereitgestellt werden. Am Gleichrichter gilt:

$$Q_{\text{station}}^{\text{rec}} = 3 \cdot I_{\text{grid,r}}^2 \cdot \left(X_t + \frac{X'_{\text{valve}}}{2} \right). \quad (\text{A.5})$$

Mit X'_{valve} , der auf die Netzseite transformierten Reaktanz einer Ventildrossel. Damit gilt auf der Ventilseite des Gleichrichters:

$$\cos(\varphi_{\text{valve,r}}) = \frac{P_{\text{grid}}^{\text{rec}}}{\sqrt{(P_{\text{grid}}^{\text{rec}})^2 + (Q_{\text{pcc,r}} + Q_{\text{station}}^{\text{rec}})^2}}. \quad (\text{A.6})$$

Im stationären Betrieb beträgt der Scheitelwert des Ventilstroms:

$$\hat{i}_{\text{valve}}^{\text{rec}} = \frac{I_{\text{dc}}}{3} + \frac{\sqrt{2} \cdot I_{\text{ac,vs}}^{\text{rec}}}{2}, \quad (\text{A.7})$$

mit

$$I_{\text{dc}} = \frac{P_{\text{dc}}^{\text{rec}}}{U_{\text{dc}}}. \quad (\text{A.8})$$

Der AC-Strom auf der Ventilseite ist offenkundig abhängig von der gewählten ventilseitigen AC-Spannung:

$$I_{\text{ac,vs}}^{\text{rec}} = \frac{P_{\text{valve}}^{\text{rec}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ac,vs}}^{\text{rec}} \cdot \cos(\varphi_{\text{valve,r}})}. \quad (\text{A.9})$$

Abbildung A.2 zeigt die Scheitelwerte der Ventilströme am Gleichrichter bei Bereitstellung der Bemessungsleistung am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit der gewählten AC-Spannung auf der Ventilseite. Bei Verwendung von Halbbrücken Submodulen muss der Scheitelwert der ventilseitigen AC-Spannung zu jedem Zeitpunkt kleiner als die DC-seitige Leiter-Erde Spannung sein, da anderenfalls die Dioden D2 der Ventile zu leiten beginnen. Daher muss im SMP die Bedingung:

$$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_{\text{ac,vs}} < u_{\text{dc,p}} \quad (\text{A.10})$$

gelten. Im RBP muss die AC-Spannung auf der Ventilseite aufgrund des überlagerten DC-Offsets entsprechend kleiner gewählt werden:

$$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_{\text{ac,vs}} < \frac{u_{\text{dc,p}}}{2}. \quad (\text{A.11})$$

Die beiden Grenzlينien sind in Abbildung A.2 rot markiert. Ferner ist der maximale Modulationsindex der Grundschwingung durch:

$$m = \frac{2 \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_{\text{ac,vs}}}{U_{\text{dc}}} \quad (\text{A.12})$$

gegeben. Durch Injektion der dritten Harmonischen kann die Grundschwingung der ventilseitigen AC-Spannung theoretisch um den Faktor $\frac{2}{\sqrt{3}} \approx 1.15$ erhöht werden. Nach [4] ist bei HGÜ-Anwendungen der maximale Modulationsindex der Grundschwingung $m < 0.95$. Der Spitzenwert des Ventilstroms ist durch

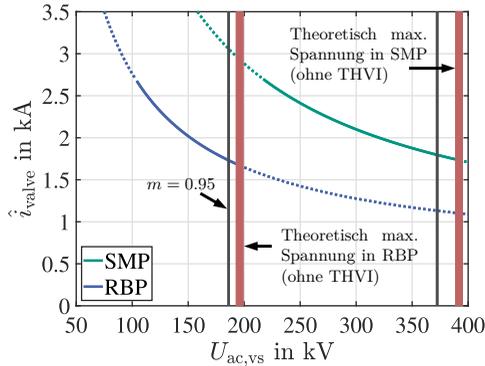


Abbildung A.2: Scheitelwert des Ventilstroms im stationären Zustand in Abhängigkeit der gewählten ventileitigen AC-Spannung am Gleichrichter für den Bemessungsarbeitspunkt $P_{\text{PCC,r}}$ (Wechselrichter) und $Q_{\text{PCC,r}}$ (Wechselrichter und Gleichrichter). Die Spannung $U_{\text{ac,vs}}$ ist der Effektivwert der verketteten AC-Spannung.

die Stromtragfähigkeit der ausgewählten IGBTs beziehungsweise durch die tolerierbaren Durchlassverluste im stationären Betrieb limitiert. Nachfolgend wird der zulässige Arbeitsbereich des Effektivwerts der Grundschwingung $U_{\text{ac,vs}}$ zu 330 kV - 350 kV im SMP und zu 160 kV - 175 kV im RBP gewählt. Dies führt in beiden Systemen zu identischen Scheitelwerten der Ventilströme und ermöglicht somit eine Vergleichbarkeit beider Systemkonfigurationen. Im Hinblick auf aktuell in der Planungsphase befindliche Projekte und in Anbetracht von zukünftigen IGBT Generationen erscheint diese Auslegung als technisch plausibel [115]. Die Dimensionierung der übrigen Ventil- und Submodulparameter aus Tabelle A.2 erfolgt in Anlehnung an den Herstellerbeitrag [4] sowie in Anlehnung an das bereits realisierte SMP-Projekt [25]. Tabelle A.4 nennt die Kennwerte der relevanten AC- und DC-Ableiter, die zur Analyse von inneren Überspannungen angesetzt werden. Wie bereits in Kapitel 3.3.5 erläutert, liegt der primäre Fokus dieser Arbeit auf einer Analyse der Kabelbelastungen unter Berücksichtigung von technisch plausiblen Ableiterkennwerten. Es ist zu erwarten, dass bei Kenntnis der jeweiligen Projektspezifikationen eine optimierte Ableiterdimensionierung erfolgen kann. Die genannten Energieaufnahmevermögen beziehen sich auf die untersuchten Fehlerereignisse F1-F9 bei einer Übertragungslänge von 700 km. Es sei erwähnt, dass das erforderliche Energieaufnahmevermögen des jeweiligen Ableitertyps maßgeblich von der Trassenlänge abhängig ist. Weiter ist zu erwarten, dass zur Bemessung des erforderlichen Energieaufnahmevermögens der Ableiter gegebenenfalls weitere

Tabelle A.2: Dimensionierung der HGÜ-Umrichter basierend auf den Bemessungsgrößen am Netzanschlusspunkt aus Tabelle A.1.

Parameter	SMP	RBP
Bemessungswirkleistung pro Umrichter	1040 MW	520 MW
DC-Nennbetriebsspannung (Leiter-Erde)		± 320 kV
DC-Bemessungsstrom		1.6 kA
Arbeitsbereich der ventilseitigen AC-Spannung (Effektivwert der verketteten Spannung)	330 kV – 350 kV	160 kV – 175 kV
Anzahl Submodule pro Ventil	256	134
Mittlere Ventilsummenspannung	640 kV	335 kV
Maximaler Modulationsindex		0.9
Höchstzulässiger Spannungsgrenzwert IGBT		4.5 kV
Mittlere Submodulspannung		2.5 kV
Submodulkapazität (absolut)		8.5 mF
Submodulkapazität (relativ)	39 kJ/MVA	41 kJ/MVA
Durchlasswiderstand IGBT und Diode		3 m Ω
Sperrwiderstand IGBT und Diode		10 M Ω
Induktivität Ventildrossel L_{valve}		50 mH
Zusätzlicher Erdungswiderstand R_G an DC-Neutral-Sammelschiene	–	siehe Kapitel 5.3.2

Fehlerereignisse zu berücksichtigen sind. So ist insbesondere in Hinblick auf das erforderliche Energieaufnahmevermögens des NBAs die maximale Ausschaltzeit der AC-Leistungsschalter sowie die gewählte AC-Spannung auf der Ventileseite ausschlaggebend. In der RBP Anordnung sind die DC-seitigen Überspannungen infolge der Fehlerereignisse F1–F9 niedriger als der SIPL der Kabelableiter.

Tabelle A.3: Parametrierung der Einphasen-Dreiwicklungstransformatoren in der Schaltgruppe YNd11yn0. Die Werte beziehen sich auf eine einzelne Transformator-Einheit beim SMP.

Parameter	Wert
Netzseitige (1) Bemessungsleistung S_{r1}	400 MVA
Ventilseitige (2) Bemessungsleistung S_{r2}	400 MVA
Tertiärseitige (3) Bemessungsleistung S_{r3}	7 MVA
Netzseitige Bemessungsspannung U_{r1}	400 kV/ $\sqrt{3}$
Ventilseitige Bemessungsspannung U_{r2}	350 kV
Tertiärseitige Bemessungsspannung U_{r3}	20 kV/ $\sqrt{3}$
Relative Kurzschlussspannung (1) - (2) $u_{k(1-2)}$	20 % bezogen auf S_{r1}
Relative Kurzschlussspannung (1) - (3) $u_{k(1-3)}$	5 % bezogen auf S_{r3}
Relative Kurzschlussspannung (2) - (3) $u_{k(2-3)}$	2 % bezogen auf S_{r3}
Kupferverluste	0.002 p.u. bezogen auf S_{r1}
Relative Luftspaltreaktanz x_a	25 % bezogen auf S_{r1}
Abklingzeitkonstante Inrush	1 s
Relative Spannung bei Kniepunkt Sättigung	1.2 p.u.
Magnetisierungsstrom I_m	0.1 % bezogen auf I_{r1}

Tabelle A.4: Relevante AC- und DC-Überspannungsableiter.

Ableitertyp	AC-Ableiter		Kabelableiter		NBA	
	SMP	RBP	SMP	RBP	SMP	RBP
CCOV	290 kV	300 kV	325 kV	325 kV	–	–
Schaltstoß						
- Schutzpegel	493 kV	510 kV	544 kV	544 kV	–	150 kV
- bei Strom	3 kA	3 kA	3 kA	3 kA	–	10 kA
Erforderliches Energieaufnahmevermögen	10.1 MJ	0.2 MJ	3.7 MJ	0.1 MJ	–	43 MJ

A.2 Energiehub im stationären Betrieb

Für die gewählte Dimensionierung der Umrichter wird nachfolgend der Energiehub pro Ventil beziehungsweise das genutzte Spannungsband pro Submodul im stationären Betrieb für den SMP ermittelt. Auf dieser Grundlage kann im nächsten Schritt der Submodulschutz parametrisiert werden. Eine Herleitung der minimal erforderlichen Ventilenergien bei Injektion der dritten Harmonischen ist in [71, 89] verfügbar. Bei Injektion der dritten Harmonischen und unter Annahme einer rein sinusförmigen AC-Spannung beträgt der Momentanwert der gestellten Spannung des oberen Ventils in Phase 1:

$$u_{\text{valve,p}} = \frac{u_{\text{dc}}}{2} \cdot \left[1 - \left(m \cdot \sin(\omega t) + \frac{1}{6} \cdot m \cdot \sin(3\omega t) \right) \right] \quad (\text{A.13})$$

und entsprechend der Momentanwert der gestellten Spannung des unteren Ventils in Phase 1:

$$u_{\text{valve,n}} = \frac{u_{\text{dc}}}{2} \cdot \left[1 + \left(m \cdot \sin(\omega t) + \frac{1}{6} \cdot m \cdot \sin(3\omega t) \right) \right]. \quad (\text{A.14})$$

In den Gleichungen (A.13)-(A.14) wird die Amplitude der dritten Harmonischen zu 1/6 der Amplitude der Grundschwingung gewählt, wodurch ein Optimum im Bezug auf den maximalen Modulationsindex erreicht werden kann [135]. Der Momentanwert des Stroms im oberen Ventil von Phase 1 ist:

$$i_{\text{valve,p}} = \frac{i_{\text{dc}}}{3} + \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot I_{\text{ac,vs}} \cdot \sin(\omega t - \varphi) \quad (\text{A.15})$$

und entsprechend im unteren Ventil von Phase 1:

$$i_{\text{valve,n}} = \frac{i_{\text{dc}}}{3} - \frac{\sqrt{2}}{2} \cdot I_{\text{ac,vs}} \cdot \sin(\omega t - \varphi). \quad (\text{A.16})$$

Daraus kann der Momentanwert der Ventilleistung exemplarisch für das obere Ventil in Phase 1 berechnet werden:

$$p_{\text{valve,p}} = u_{\text{valve,p}} \cdot i_{\text{valve,p}}. \quad (\text{A.17})$$

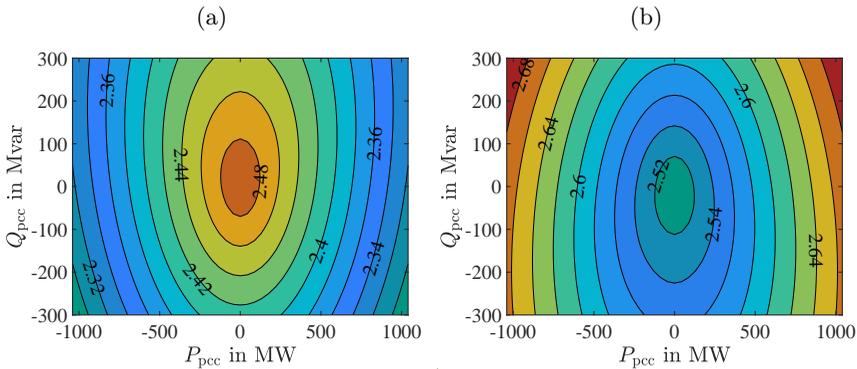
Durch Integration folgt für den Momentanwert der Ventilenergie:

$$w_{\text{valve,p}} = \int_0^{\tau=t} u_{\text{valve,p}} \cdot i_{\text{valve,p}} \, d\tau. \quad (\text{A.18})$$

Aus Gleichung (A.18) kann nach Subtraktion des zeitlichen Mittelwerts der Ventilenergie $\bar{w}_{\text{valve,p}}$ der Momentanwert der Summenspannung aller Submodule eines Ventils $u_{\text{c,p}}^{\Sigma}$ angegeben werden:

$$u_{\text{c,p}}^{\Sigma} = \sqrt{\frac{2 \cdot N \cdot (\bar{W}_{\text{valve}} + w_{\text{valve,p}} - \bar{w}_{\text{valve,p}})}{C_s}}, \quad (\text{A.19})$$

mit N , der Anzahl an Submodulen pro Ventil, C_s , der Kapazität pro Submodul und \bar{W}_{valve} , der mittleren Energie pro Ventil. Unter Annahme einer gleichmäßigen Energieverteilung zwischen den Submodulen eines Ventils können die Momentanwerte der Submodulspannungen berechnet werden. Abbildung A.3 zeigt die minimalen und maximalen Submodulspannungen im stationären Betrieb in Abhängigkeit aller Arbeitspunkte am Netzanschlusspunkt. Bei der gewählten Dimensionierung wird im stationären Betrieb ein Spannungsband von $\pm 8\%$ bezogen auf die mittlere Spannung eines Submoduls genutzt. Die Auslegung von kommerziellen HGÜ-Systemen führt zu ähnlichen Spannungsbändern, wie [4] darlegt. Die Summenspannung eines Ventils u_c^Σ sowie die gestellten Ventilspannung des exemplarischen Ventils $p1$ sind in Abbildung A.4 für den Bemessungsarbeitspunkt dargestellt.



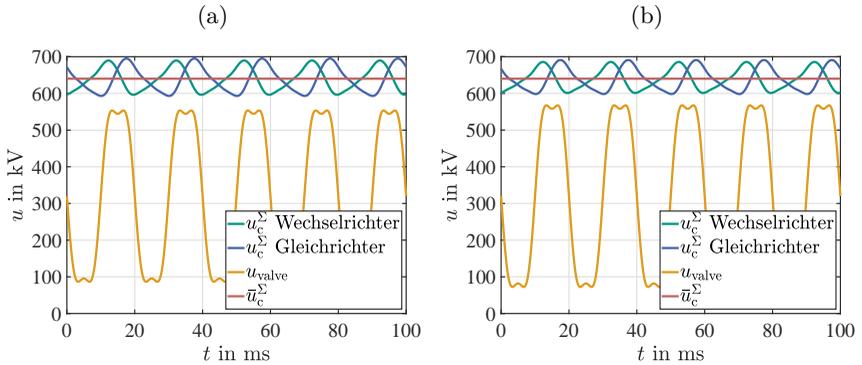


Abbildung A.4: Zeitverläufe der gestellten Ventilspannung von Ventil $p1$ und der Summenspannung des zugehörigen Ventils für den Bemessungsarbeitspunkt $P_{pcc,r}$ (Wechselrichter) und $Q_{pcc,r}$ (Wechselrichter und Gleichrichter), für SMP im stationären Betrieb: (a) Bei einem Effektivwert der Grundschwingung auf Ventilseite von $U_{ac,vs} = 330$ kV, (b) bei einem Effektivwert der Grundschwingung auf Ventilseite von $U_{ac,vs} = 350$ kV.

A.3 Schutztechnik

Abbildung A.5 zeigt die implementierten Schutzfunktionen, die zur Analyse von inneren Überspannungen in den Systemkonfigurationen SMP und RBP berücksichtigt wurden. Die Auslegung der Grenzwerte, Filtereinstellungen und Zeitverzögerungen orientiert sich an aktuell verfügbaren Betriebsmitteln sowie an den Bandbreiten der üblicherweise eingesetzten Messmittel [175, 179]. Das zusätzliche Verzögerungsglied t_{blk} wird nur im Rahmen von Kapitel 5.4.9 berücksichtigt und im Bereich von $0 \dots 500 \mu\text{s}$ variiert, um den Einfluss von herstellerabhängigen Schutzeinstellungen auf die Kabelbelastungen beurteilen zu können. Es besteht keine Kommunikation zwischen den Stationen.

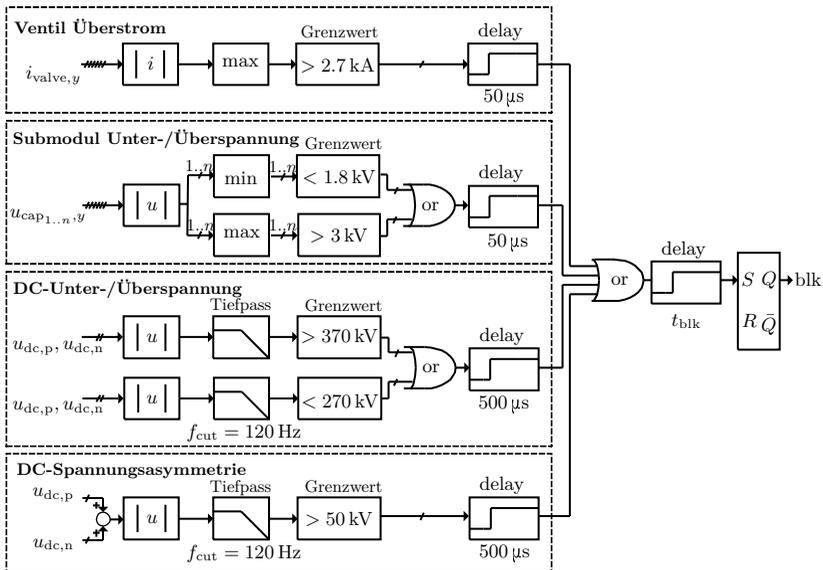


Abbildung A.5: Blockschaltbild der berücksichtigten Schutzfunktionen.

Anhang B

Rigid Bipol: einpoliger Erdschluss auf Ventilseite

Dieses Kapitel analysiert das Systemverhalten während eines einpoligen Erdschlusses auf der Ventilseite der geerdeten Station (F8), da dieser Fehler in der RBP Systemkonfiguration für die Auslegung der Erdungskonfiguration an der DC-Neutral-Sammelschiene entscheidend ist. Nachfolgend werden nur die roten Kurzschlussstrompfade aus Abbildung 5.7 nach Blockieren aller IGBTs im quasistationären

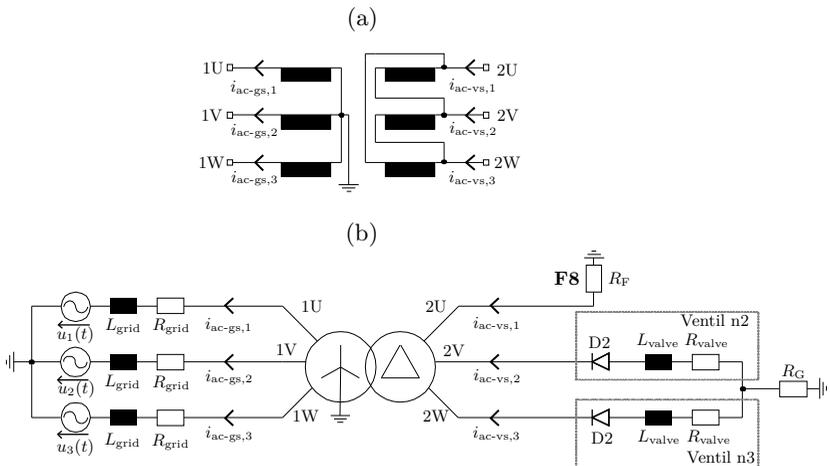


Abbildung B.1: (a) YNd11 Schaltgruppe, (b) vereinfachte Ersatzschaltung während F8 in der Systemkonfiguration RBP.

Zustand betrachtet, siehe Abbildung B.1 (b). Quasistationär bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Ausgleichsvorgänge infolge des Fehlers abgeschlossen sind und die ventilseitigen AC-Ströme auf die Dioden D2 der Ventile n2 und n3 kommutiert sind. Aus Gründen der Übersicht wird für die nachfolgenden analytischen Betrachtungen in Anhang B ein Abklingen der überlagerten DC-Komponenten in den netzseitigen Kurzschlussströmen nicht berücksichtigt. Diese Annahme ist für die zugrunde liegenden Stromrichtertransformatoren während der ersten Netzperioden nach Fehlereintritt in guter Näherung erfüllt. Die Spannungsquellen mit den Innenimpedanzen L_{grid} und R_{grid} repräsentieren das angeschlossene AC-Netz und können entsprechend der Kurzschlussleistung und dem X/R des Netzes parametrisiert werden. Auf der Ventilseite liegt in Phase 1 ein Erdschluss mit Fehlerwiderstand R_F vor. Die Phasen 2 und 3 sind über die Diode D2 der negativen Ventile n2 und n3 sowie über die Ventildrosseln mit der Induktivität L_{valve} und den ohmschen Verlusten R_{valve} an die DC-Neutral-Sammelschiene mit dem zusätzlichen Erdungswiderstand R_G angeschlossen. Aufgrund der Richtwirkung der Dioden D2 gilt für die AC-Ströme auf der Ventilseite des Transformators:

$$i_{\text{ac-vs},2} \geq 0 \quad (\text{B.1})$$

$$i_{\text{ac-vs},3} \geq 0. \quad (\text{B.2})$$

In der fehlerhaften Phase muss daher gelten:

$$i_{\text{ac-vs},1} \leq 0. \quad (\text{B.3})$$

Gemäß der Strompfeilkonvention aus Abbildung B.1 (a) gilt für die Ströme auf der Netzseite des Transformators:

$$i_{\text{ac-gs},1} = i_{\text{ac-gs},2} - i_{\text{ac-vs},2} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ac,vs}}}{U_{\text{ac,gs}}} \quad (\text{B.4})$$

$$i_{\text{ac-gs},2} = i_{\text{ac-gs},3} - i_{\text{ac-vs},3} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ac,vs}}}{U_{\text{ac,gs}}} \quad (\text{B.5})$$

$$i_{\text{ac-gs},3} = i_{\text{ac-gs},1} - i_{\text{ac-vs},1} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ac,vs}}}{U_{\text{ac,gs}}}. \quad (\text{B.6})$$

Mit $i_{\text{ac-gs},1} + i_{\text{ac-gs},2} + i_{\text{ac-gs},3} = 0$ und Umformen der Gleichungen (B.4)-(B.6) folgt:

$$i_{\text{ac-gs},1} = \left(i_{\text{ac-vs},1} - i_{\text{ac-vs},2} \right) \cdot \frac{U_{\text{ac,vs}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ac,gs}}} \quad (\text{B.7})$$

$$i_{\text{ac-gs},2} = \left(i_{\text{ac-vs},2} - i_{\text{ac-vs},3} \right) \cdot \frac{U_{\text{ac,vs}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ac,gs}}} \quad (\text{B.8})$$

$$i_{ac-gs,3} = \left(i_{ac-vs,3} - i_{ac-vs,1} \right) \cdot \frac{U_{ac,vs}}{\sqrt{3} \cdot U_{ac,gs}}. \quad (\text{B.9})$$

Mit den Gleichungen (B.1)-(B.3) und (B.7)-(B.9) wird ersichtlich, dass für die Ströme auf der Netzseite des Transformators gilt:

$$i_{ac-gs,1} \leq 0 \quad (\text{B.10})$$

$$i_{ac-gs,3} \geq 0. \quad (\text{B.11})$$

Somit kann der Fehler F8 grundsätzlich in zwei Phasen auf der Netzseite des Transformators zu fehlenden Stromnulldurchgängen führen. Der Strom $i_{ac-gs,2}$ kann beide Polaritäten annehmen. Im nächsten Schritt kann – unter Annahme eines idealen, verlustfreien Transformators, der durch die Kurzschlussreaktanz X_t charakterisiert ist – die ventileitige Ersatzschaltung aufgestellt werden, siehe Abbildung B.2. Hierbei ist $U_{ac,vs}$ der Effektivwert der ventileitigen Nennspannung.

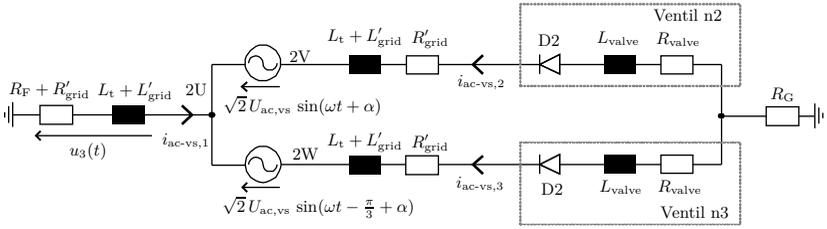


Abbildung B.2: Ventileitige Ersatzschaltung von Abbildung B.1 (b).

Weiter stellen R'_{grid} und L'_{grid} die auf die Ventileite transformierte Netzimpedanz dar:

$$L'_{grid} = L_{grid} \cdot \left(\frac{U_{ac,vs}}{U_{ac,gs}} \right)^2, \quad (\text{B.12})$$

$$R'_{grid} = R_{grid} \cdot \left(\frac{U_{ac,vs}}{U_{ac,gs}} \right)^2. \quad (\text{B.13})$$

Die Schaltung aus Abbildung B.2 ähnelt einem klassischen Zweipulsstromrichter im ungesteuerten Betrieb, dessen Betriebsverhalten in der Fachliteratur [148] beschrieben ist. Der entscheidende Unterschied zum Zweipulsstromrichter ist jedoch, dass aufgrund des Erdschlusses die Phasenverschiebung zwischen den beiden Spannungsquellen 60° anstatt 180° beträgt. Aus Gründen der Übersicht wird für die folgende Betrachtung die Phasenlage der Spannungsquelle in Phase 2 zu $\alpha = 0^\circ$ gewählt. Prinzipiell kann jedoch die Phasenlage α entsprechend des Eintrittzeitpunktes des Fehlers beliebige Werte annehmen. Die Schaltung aus Abbildung B.2 wird nachfolgend zuerst für den verlustfreien Fall und anschließend für den verlustbehafteten Fall analysiert.

B.1 Systemverhalten bei rein induktiver Beschaltung

Sämtliche Widerstände aus Abbildung B.2 werden vernachlässigt. Dies entspricht einer starren Erdung der DC-Neutral-Sammelschiene bei zusätzlich verlustfreier Betrachtung. Aus Gründen der Übersicht wird $L_{\text{gt}} = L_t + L'_{\text{grid}}$ eingeführt. Die Spannungsgleichungen für die beiden Maschen durch das jeweilige Ventil und die fehlerhafte Phase 1 sind:

$$\frac{di_{\text{ac-vs},2}}{dt} (L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}}) + \frac{di_{\text{ac-vs},3}}{dt} L_{\text{gt}} = -\sqrt{2} U_{\text{ac,vs}} \sin(\omega t) \quad (\text{B.14})$$

$$\frac{di_{\text{ac-vs},3}}{dt} (L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}}) + \frac{di_{\text{ac-vs},2}}{dt} L_{\text{gt}} = -\sqrt{2} U_{\text{ac,vs}} \sin(\omega t - \frac{\pi}{3}). \quad (\text{B.15})$$

Durch Einsetzen von Gleichung (B.15) in Gleichung (B.14) und Umformen kann die Differentialgleichung des Stroms in Phase 2:

$$\frac{di_{\text{ac-vs},2}}{dt} = \frac{\sqrt{2} U_{\text{ac,vs}}}{(L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}})^2 - L_{\text{gt}}^2} \left[L_{\text{gt}} \sin(\omega t - \frac{\pi}{3}) - (L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}}) \sin(\omega t) \right] \quad (\text{B.16})$$

sowie in Phase 3:

$$\frac{di_{\text{ac-vs},3}}{dt} = \frac{\sqrt{2} U_{\text{ac,vs}}}{(L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}})^2 - L_{\text{gt}}^2} \left[L_{\text{gt}} \sin(\omega t) - (L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}}) \sin(\omega t - \frac{\pi}{3}) \right] \quad (\text{B.17})$$

angegeben werden. Die Lösungen der Differentialgleichungen (B.16)-(B.17) sind:

$$i_{\text{ac-vs},2} = \frac{\sqrt{2} U_{\text{ac,vs}}}{(L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}})^2 - L_{\text{gt}}^2} \left[\frac{(L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}}) \cos(\omega t)}{\omega} - \frac{L_{\text{gt}} \cos(\omega t - \frac{\pi}{3})}{\omega} \right] + C \quad (\text{B.18})$$

$$i_{\text{ac-vs},3} = \frac{\sqrt{2} U_{\text{ac,vs}}}{(L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}})^2 - L_{\text{gt}}^2} \left[\frac{(L_{\text{valve}} + 2L_{\text{gt}}) \cos(\omega t - \frac{\pi}{3})}{\omega} - \frac{L_{\text{gt}} \cos(\omega t)}{\omega} \right] + D \quad (\text{B.19})$$

Die Integrationskonstanten C und D können aus den Randbedingungen ermittelt werden. Aufgrund der gewählten Phasenlage der Spannungsquelle in Phase 2 sperren die Dioden D2 des Ventils n2 in der ersten Spannungshalbwellen. In der nachfolgenden negativen Spannungshalbwellen beginnen die Dioden D2 des Ventils n2 zu leiten. Ab diesem Zeitpunkt wird der Strom jeweils in der negativen Spannungshalbwellen aufgebaut und in der nachfolgenden positiven Spannungshalbwellen

abgebaut. Dementsprechend leiten die Dioden D2 des Ventils n2 jeweils über eine volle Periodendauer. Der Strom $i_{ac-vs,2}$ ist zum Zeitpunkt t_2 abgebaut, sobald das Kathodenpotential von D2 von positiven Spannungswerten kommend den Wert Null annimmt: $i_{ac-vs,2}(t_2) = 0$. Zu diesem Zeitpunkt muss gelten:

$$\begin{aligned}\sqrt{2} U_{ac,vs} \sin(\omega t_2) &= -u_3(t_2) \\ &= -L_{gt} \cdot \frac{di_{ac-vs,3}}{dt}\end{aligned}\tag{B.20}$$

Offensichtlich ist die Spannung u_3 zu diesem Zeitpunkt nur abhängig von $i_{ac-vs,3}$. Folglich sind die exakten Lösungen der Differentialgleichungen (B.16)-(B.17) von der Stromänderung des jeweils anderen Ventils abhängig. Durch die Abschätzung $u_3(t_2) \approx 0$ vereinfacht sich Gleichung (B.20) zu $\sin(\omega t_2) = 0$. Dann kann t_2 direkt angegeben werden:

$$\omega \cdot t_2 = \pi \cdot (2k + 1), \quad k \in \mathbb{N}\tag{B.21}$$

$$t_2 = \frac{3\pi}{\omega}, \quad \text{für } k = 1.\tag{B.22}$$

Mit gleichen Überlegungen folgt für t_3 in Phase 3:

$$\omega \cdot t_3 - \frac{\pi}{3} = \pi \cdot (2k + 1), \quad k \in \mathbb{N}\tag{B.23}$$

beziehungsweise:

$$t_3 = \frac{10\pi}{3\omega}, \quad \text{für } k = 1.\tag{B.24}$$

Im nächsten Schritt kann aus der Randbedingungen $i_{ac-vs,2}(t_2) = 0$ sowie aus der weiteren Randbedingung $i_{ac-vs,3}(t_2) = 0$ die Integrationskonstante der jeweiligen Differentialgleichung ermittelt werden:

$$C = -\frac{\sqrt{2} U_{ac,vs}}{(L_{valve} + 2L_{gt})^2 - L_{gt}^2} \left[\frac{L_{gt}}{2\omega} - \frac{L_{valve} + 2L_{gt}}{\omega} \right]\tag{B.25}$$

$$= D.\tag{B.26}$$

Wie bereits erwähnt, stellt Gleichung (B.25) eine Näherung dar. Bei rein induktiver Beschaltung sind die Dioden D2 der beiden Ventile jeweils über die volle Periodendauer stromführend. Dementsprechend ist auch die Überlappungsdauer, in der die Dioden beider Ventile gleichzeitig Strom führen, maximal. In Hinblick auf fehlende Stromnulldurchgänge auf der Netzseite stellt daher die rein induktive Belastung den Extremfall dar.

B.2 Systemverhalten bei ohmsch-induktiver Beschaltung

Nun werden die ohmschen Anteile aus Abbildung B.2 sowie der zusätzliche Widerstand R_G berücksichtigt. Entlang eines Strompfads beginnend von der Fehlerstelle, durch ein beliebiges Ventil, bis zur Erdung der DC-Neutral-Sammelschiene, kann das Verhältnis der Gesamt-Reaktanz X_{tot} und des Gesamt-Widerstands R_{tot} angegeben werden:

$$\frac{X_{\text{tot}}}{R_{\text{tot}}} = \frac{\omega \left[2 \cdot (L_t + L'_{\text{grid}}) + L_{\text{valve}} \right]}{2 \cdot (R_t + R'_{\text{grid}}) + R_{\text{valve}} + R_F + R_G}. \quad (\text{B.27})$$

Der Wert X_{tot} wird maßgeblich durch die Kurzschlussreaktanz der Transformatoren und der Ventildrossel bestimmt. Der Wert R_{tot} kann mittels der Stationserdung durch einen zusätzlichen Widerstand R_G beeinflusst werden. Die Stromverläufe auf Ventil- und Netzseite sind in Abbildung B.3 für verschiedene Werte von $X_{\text{tot}}/R_{\text{tot}}$ dargestellt. Es sei erwähnt, dass aufgrund der zuvor beschriebenen Abhängigkeit von $i_{\text{ac-vs},2}$ und $i_{\text{ac-vs},3}$ das Verhältnis $X_{\text{tot}}/R_{\text{tot}}$ nur eingeschränkt aussagekräftig im Hinblick auf die Leitdauer der Dioden D2 ist. Da wegen der getroffenen Vereinfachungen nur die qualitativen Stromverläufe aussagekräftig sind, sind die Ströme jeweils auf die auftretenden Spitzenwerte bei rein induktiver Beschaltung normiert. Diese stellt den Grenzfall dar ($X_{\text{tot}}/R_{\text{tot}} \rightarrow \infty$). Bei starrer Stationserdung beträgt $X_{\text{tot}}/R_{\text{tot}}$ für die gewählte Stationsauslegung gemäß Kapitel A circa 30. Für steigende Widerstandswerte von R_G nimmt die Leitdauer der Dioden D2 ab, siehe Abbildung B.3 (b) - (c). Dementsprechend sinkt auch die Überlappungsdauer beider Ventile. Folglich nimmt auch die netzseitige DC-Komponente ab, siehe Abbildung B.3 (d), (f).

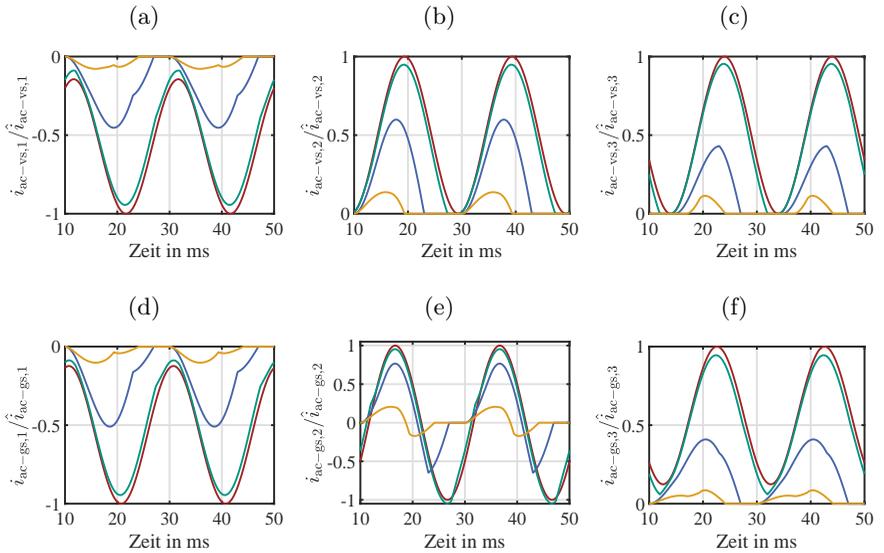


Abbildung B.3: Stromverläufe für verschiedene Werte von X_{tot}/R_{tot} für die Anordnung aus Abbildung B.1: (a)-(c) Ventilseite, (c)-(d) Netzseite. Legende: rot: $X_{tot}/R_{tot} \rightarrow \infty$, grün: $X_{tot}/R_{tot} = 30$, blau: $X_{tot}/R_{tot} = 3$, gelb: $X_{tot}/R_{tot} = 0.3$. Verläufe ermittelt durch EMT-Simulationen der Schaltung aus Abbildung B.1.

Anhang C

Transiente Impedanz eines Freileitungsmasts

C.1 Analytische Berechnung der transienten Impedanz

Dieser Anhang ist eine inhaltliche Ergänzung zu Kapitel 3.2.4 und zeigt die analytische Berechnung der transienten Impedanz einer räumlich ausgedehnten Maststruktur mittels der elektromagnetischen Feldtheorie auf. Bevor rechnergestützte Simulationsprogramme großflächig Anwendung fanden, wurden unter anderem in [91, 130] analytische Ansätze zur Berechnung der transienten Impedanzen von Freileitungsmasten entwickelt. In heutigen Fachbüchern [98, 117] sind die damaligen Herleitungen basierend auf der Feldtheorie nicht mehr verfügbar, obgleich die Abschätzungen der Ersatzimpedanzen aus [91, 130] teilweise weiterhin zum Einsatz kommen. Aus diesem Grund werden an dieser Stelle die ursprünglichen Berechnungen aus [130] schrittweise anhand von eigenen Überlegungen und Umformungen wiedergegeben.

Analytische Berechnungsansätze mittels der elektromagnetischen Feldtheorie nutzen geometrisch vereinfachte Strukturen zur Nachbildung des Freileitungsmasts. Der Ansatz von [130] approximiert die Mastform durch einen Zylinder mit Höhe h und Radius r , siehe Abbildung C.1. Der Zylinder sei isoliert vom ideal leitenden Erdboden aufgestellt und wird zum Zeitpunkt $t = 0$ an der Mastspitze $z = 0$ mit einem rechteckförmigen Stromimpuls mit dem Spitzenwert I beaufschlagt. Ziel ist es, aus der gegebenen Stromform sowie den Geometriedaten die wirksame transiente Impedanz des Zylinders zu berechnen. Aus der elektromagnetischen Feldtheorie sind folgende Grundlagen bekannt. Induktionsgesetz:

$$\operatorname{rot} \vec{E} = -\frac{\partial}{\partial t} \vec{B} \quad (\text{C.1})$$

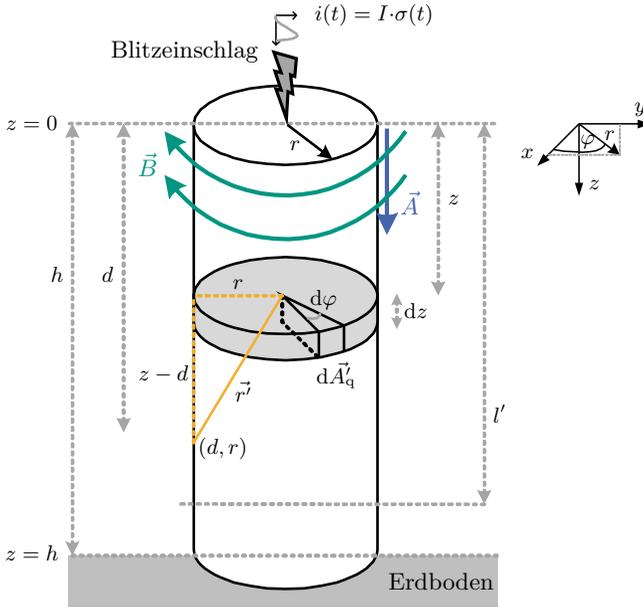


Abbildung C.1: Geometrisch vereinfachte zylinderförmige Anordnung eines Freileitungsmasts mit der Höhe h . Eigene Darstellung auf Grundlage von [130].

Zusammenhang zwischen magnetischem Vektorpotential \vec{A} und magnetischer Flussdichte \vec{B} :

$$\text{rot } \vec{A} = \vec{B}. \quad (\text{C.2})$$

Allgemein kann das magnetische Vektorpotential, welches durch einen gegebenen flächenhaft verteilten Strom hervorgerufen wird, durch Integration der infinitesimalen Strombeläge $\vec{J}(\vec{r}_q) \cdot d\vec{A}_q$ entlang der stromführenden Fläche ermittelt werden [133]:

$$\vec{A}(\vec{r}, t) = \iint_{A_q} \frac{\mu_0 \cdot \vec{J}(\vec{r}_q, t)}{4\pi |\vec{r}'|} \cdot d\vec{A}_q. \quad (\text{C.3})$$

Hierbei zeigt der Vektor \vec{r}' vom Ursprung des Koordinatensystems zu dem Punkt an dem das Vektorpotential ermittelt wird. Der Vektor \vec{r}_q zeigt vom Ursprung des Koordinatensystems zu dem infinitesimalen Strombelag $\vec{J}(\vec{r}_q) \cdot d\vec{A}_q$. Der Anteil

$|\vec{r}'| = |\vec{r} - \vec{r}_q|$ gibt den Abstand zwischen dem Ort der Erregung und dem berücksichtigten Feldpunkt an. Durch Einsetzen von Gleichung (C.2) in Gleichung (C.1) folgt unter Berücksichtigung des stokeschen Integralsatzes [91]:

$$\oint \vec{E} \cdot d\vec{s} = - \oint \frac{\partial}{\partial t} \vec{A} \cdot d\vec{s} \quad (\text{C.4})$$

Mit Gleichung (C.4) kann die Spannung, die entlang eines geschlossenen Integrationswegs $d\vec{s}$ induziert wird, durch Integration der zeitlichen Änderung des magnetischen Vektorpotentials entlang der Wegstrecke ermittelt werden. Ziel ist es nun, den rechten Teil der Gleichung (C.4) für die zylinderförmige Anordnung zu berechnen. Die nachfolgende Rechnung wird in Zylinderkoordinaten ausgeführt. Es wird eine homogene Aufteilung des Stromes $i(t)$ auf die Zylinderoberfläche angenommen. Daher gilt zum Zeitpunkt $t = 0$ bei $z = 0$ für die z -Komponente der Oberflächenstromdichte:

$$J_z = \frac{I}{2\pi r} \quad (\text{C.5})$$

Es wird angenommen, dass der Ausbreitungsvorgang der Stromwelle entlang des Zylinders mit Lichtgeschwindigkeit c_0 abläuft. Aufgrund der räumlich ausgedehnten Anordnung sind Feldänderungen in einem beliebigen Punkt auf der Oberfläche des Zylinders mit den Koordinaten (d, r) erst wirksam, sobald die elektromagnetischen Wellen die Entfernung zwischen dem infinitesimalen Ort der Erregung $d\vec{A}'_q$ und dem Punkt (d, r) zurückgelegt haben. Aufgrund der räumlich ausgedehnten Struktur und der endlichen Ausbreitungsgeschwindigkeit ist die Berücksichtigung von retardierten Potentialen erforderlich. Für das retardierte beziehungsweise zeitverzögerte magnetische Vektorpotential zum Zeitpunkt t im Punkt \vec{r} gilt allgemein [133]:

$$\vec{A}(\vec{r}, t) = \iint_{A'_q} \frac{\mu_0 \cdot \vec{J}(\vec{r}_q, (t - \frac{|\vec{r}'|}{c_0}))}{4\pi |\vec{r}'|} d\vec{A}'_q. \quad (\text{C.6})$$

Im Punkt \vec{r} ist zum Zeitpunkt t die um die Ausbreitungszeit entlang der Wegstrecke $|\vec{r}'|$ verzögerte Stromdichte $\vec{J}(\vec{r}_q, (t - \frac{|\vec{r}'|}{c_0}))$ wirksam. Die retardierte Integrationsfläche A'_q beinhaltet die stromführende Oberfläche, die ein Beobachter im Punkt \vec{r} zum Zeitpunkt t wahrnimmt. Das magnetische Vektorpotential \vec{A} wird in der untersuchten Anordnung durch den Stromfluss auf der Zylinderoberfläche hervorgerufen und besteht auf der Oberfläche des Zylinders nur aus einer z -Komponente, die in die gleiche Richtung wie der Strom zeigt, siehe Abbildung C.1. Das Flächenelement $d\vec{A}'_q$ beträgt in der zylinderförmigen Anordnung $(r \, d\varphi \, dz)$. Aus der allgemeinen Schreibweise in Gleichung (C.6) folgt daher für das retardierte

Vektorpotential zum Zeitpunkt t im Punkt (d, r) :

$$A_z(d, r, t) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_{z=0}^{l'} \int_{\varphi=0}^{2\pi} \frac{I}{2\pi r} \cdot \frac{1}{r'} \cdot r \, d\varphi \, dz \quad (\text{C.7})$$

mit $r' = |\vec{r}'|$. Zunächst ist der Abstand r' sowie die retardierte Länge l' der Integrationsfläche zu ermitteln. Der mittlere Abstand zwischen dem Punkt (d, r) und dem felderzeugenden Stromelement $J_z \cdot dz$ kann mit geometrischen Überlegungen aus Abbildungen C.1 angegeben werden:

$$r' = \sqrt{(z-d)^2 + r^2} \quad (\text{C.8})$$

Im dem Punkt (d, r) ist erst ein Feld wirksam, sobald die Stromwelle diesen Punkt erreicht. Daher ist im Punkt (d, r) nur für Zeitpunkte $t > \frac{d}{c_0}$ das Vektorpotential von Null verschieden. Für einen Beobachter im Punkt (d, r) ist zum Zeitpunkt t die retardierte Länge $l' > d$ der stromführenden Fläche sichtbar:

$$t = \frac{1}{c_0} \cdot \left(l' + \sqrt{(l'-d)^2 + r^2} \right) \quad (\text{C.9})$$

Der Anteil l'/c_0 entspricht der Laufzeit der Stromwelle entlang der z -Achse bis zur Stelle l' . Die Auswirkungen der Stromwelle an der Stelle l' sind im Punkt (d, r) verzögert wirksam, sobald die elektromagnetische Welle die Entfernung zwischen l' und dem Punkt (d, r) zurückgelegt hat (Dauer der Zeitverzögerung: $\frac{\sqrt{(l'-d)^2 + r^2}}{c_0}$). Auflösen von Gleichung (C.9) nach l' und Umformen liefert die retardierte Länge:

$$\begin{aligned} l' &= \frac{1}{2(d-c_0 \cdot t)} \cdot (d^2 - (c_0 \cdot t)^2 + r^2) \\ &= \frac{1}{2}(d + c_0 \cdot t) + \frac{r^2}{2(d - c_0 \cdot t)} \end{aligned} \quad (\text{C.10})$$

Für das magnetische Vektorpotential im Punkt (d, r) folgt durch Einsetzen der Gleichungen (C.10) und (C.8) in Gleichung (C.7):

$$A_z(d, r, t) = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_{\varphi=0}^{2\pi} \int_{z=0}^{l'} \frac{I}{2\pi r} \cdot \frac{1}{\sqrt{(z-d)^2 + r^2}} \cdot r \, d\varphi \, dz \quad (\text{C.11})$$

$$= \frac{\mu_0 \cdot I}{4\pi} \cdot \ln \left(z - d + \sqrt{(z-d)^2 + r^2} \right) \Big|_{z=0}^{l'} \quad (\text{C.12})$$

Nach Einsetzen von l' in Gleichung (C.12) ist zunächst eine Nebenrechnung für

das Argument des Logarithmus erforderlich:

$$\Leftrightarrow l' - d + \sqrt{(l' - d)^2 + r^2} \quad (C.13)$$

$$\Leftrightarrow \frac{1}{2}(c_0 \cdot t - d) + \frac{r^2}{2(d - c_0 \cdot t)} + \sqrt{\left(\frac{1}{2}(c_0 \cdot t - d) + \frac{r^2}{2(d - c_0 \cdot t)}\right)^2 + r^2} \quad (C.14)$$

$$\Leftrightarrow \frac{-(c_0 \cdot t - d)^2 + r^2}{-2(c_0 \cdot t - d)} + \sqrt{\frac{(c_0 \cdot t - d)^4 + 2r^2(c_0 \cdot t - d)^2 + r^4}{4(c_0 \cdot t - d)^2}} \quad (C.15)$$

$$\Leftrightarrow \frac{-(c_0 \cdot t - d)^2 + r^2}{-2(c_0 \cdot t - d)} + \frac{(c_0 \cdot t - d)^2 + r^2}{2(c_0 \cdot t - d)} \quad (C.16)$$

$$\Leftrightarrow \frac{(c_0 \cdot t - d)^2 - r^2 + (c_0 \cdot t - d)^2 + r^2}{2(c_0 \cdot t - d)} \quad (C.17)$$

$$\Leftrightarrow c_0 \cdot t - d \quad (C.18)$$

Mit der Nebenrechnung aus Gleichung (C.18) kann Gleichung (C.12) vereinfacht und das Vektorpotential im Punkt (d, r) angegeben werden:

$$A_z(d, r, t) = \frac{\mu_0 \cdot I}{4\pi} \cdot \left[\ln(c_0 \cdot t - d) - \ln(-d + \sqrt{d^2 + r^2}) \right] \quad (C.19)$$

Die zeitliche Ableitung des Vektorpotentials im Punkt (d, r) kann aus Gleichung (C.19) angegeben werden:

$$\frac{\partial A_z(d, r, t)}{\partial t} = \frac{\mu_0 \cdot I}{4\pi} \cdot \frac{c_0}{c_0 \cdot t - d} \quad (C.20)$$

Mit Gleichung (C.20) kann nun auf Grundlage von Gleichung (C.4) die induzierte Spannung entlang eines Integrationsweges für einen festen Zeitpunkt t ermittelt werden. Da das magnetische Vektorpotential nur aus einer z -Komponente besteht, ist das Linienintegral $d\vec{s}$ entlang der z -Achse zu wählen. Mit der Substitution $d = z$ und Integration von $z = 0$ bis zu einer beliebigen Stelle p mit $p \leq l'$ folgt:

$$\int_{z=0}^p E_z(z, r, t) dz = - \int_{z=0}^p \frac{\partial A_z(z, r, t)}{\partial t} dz \quad (C.21)$$

$$= - \int_{z=0}^p \frac{\mu_0 \cdot I}{4\pi} \cdot \frac{c_0}{c_0 \cdot t - z} dz \quad (C.22)$$

$$= \frac{\mu_0 \cdot I \cdot c_0}{4\pi} \cdot \left[\ln(c_0 \cdot t - p) - \ln(c_0 \cdot t) \right] \quad (C.23)$$

$$= -I \cdot \underbrace{\frac{\mu_0 \cdot c_0}{4\pi} \cdot \ln\left(\frac{c_0 \cdot t}{c_0 \cdot t - p}\right)}_{Z_T} \quad (C.24)$$

Die geschweifte Klammer in Gleichung (C.24) entspricht einer Impedanz. Diese wird als transiente Impedanz beziehungsweise als Wellenwiderstand des Zylinders Z_T bezeichnet. Mit der Abschätzung $c_0 \cdot t \gg r$ folgt gemäß [130] aus Gleichung (C.24):

$$Z_T = \frac{\mu_0 \cdot c_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\sqrt{2} \cdot \frac{c_0 \cdot t}{r}\right) \quad (\text{C.25})$$

$$\approx 60 \cdot \ln\left(\sqrt{2} \cdot \frac{c_0 \cdot t}{r}\right) \quad (\text{C.26})$$

Die Impedanz des Zylinders ist zeitabhängig und erreicht ihr Maximum zum Zeitpunkt $t = 2h/c_0$. Daher nähert [130] den zeitlich konstanten Wellenwiderstand des Zylinders durch die Abschätzung:

$$Z_T = 60 \cdot \ln\left(\sqrt{2} \cdot \frac{2h}{r}\right) \quad (\text{C.27})$$

an. Entsprechend der Literatureinordnung aus Kapitel 3.2.4 existieren inzwischen aufgrund einer Vielzahl an experimentellen und numerischen Forschungsarbeiten präzisere Abschätzungen des Wellenwiderstands eines Mastsegments als die ursprüngliche analytische Berechnung von [130] mittels der elektromagnetischen Feldtheorie. Der Vorfaktor 60 aus Gleichung (C.27) wird jedoch noch weiterhin in vielen Modellen berücksichtigt.

Wie in Kapitel 3.2.4 erläutert, stellen bei den Blitzstromparametern, die für die Untersuchungsziele dieser Arbeit maßgebend sind, die Modellierung des Freileitungsmasts beziehungsweise die Berechnung des wirksamen Wellenwiderstands des Masts keine relevanten Einflussparameter dar. Daher ist die Berechnung der transienten Impedanz aus Anhang C.1 lediglich als informative Ergänzung anzusehen.

C.2 Auslegung der Netzwerkmodelle

Dieser Anhang nennt die analytischen Zusammenhänge zur Auslegung der Netzwerkmodelle gemäß Abbildung 3.9 aus Kapitel 3.2.4. Die zur Auslegung erforderlichen geometrischen Größen können Abbildung 3.9 entnommen werden.

Bei der Mastmodellierung mittels dem *single vertical lossless line* Modell nach [19, 173] wird zunächst der äquivalente Radius eines Kegels¹ ermittelt:

$$r_{\text{avg}} = \frac{r_1 h_t + r_2 h_1 + r_3 h_m}{h_1}. \quad (\text{C.28})$$

Für den Wellenwiderstand des Kegels gilt die Abschätzung:

$$Z_T = 60 \cdot \ln\left(\cot\left(\frac{1}{2} \arctan\left(\frac{r_{\text{avg}}}{h_1}\right)\right)\right). \quad (\text{C.29})$$

¹Siehe weitere Beschreibungen in Kapitel 3.2.4.

Das *multiconductor vertical line* Modell nach [60] unterteilt den Mast in drei Segmente mit $i = 1, 2, 3$. Für die Ersatzradien der jeweiligen zylinderförmigen Mastsegmente gilt:

$$r_i = 2^{1/8} \cdot \left(\sqrt[3]{r_{T,i} \cdot r_B^2} \right)^{1/4} \cdot \left(\sqrt[3]{D_{T,i} \cdot D_B^2} \right)^{3/4}. \quad (\text{C.30})$$

Mittel den Ersatzradien kann der Wellenwiderstand des jeweiligen Mastsegments ermittelt werden:

$$Z_{T,i} = 60 \cdot \left(\ln \left(\sqrt{2} \frac{h_i}{r_i} \right) - 2 \right). \quad (\text{C.31})$$

Beim *multistory model* nach [73, 154] werden die Wellenwiderstände der drei Mastsegmente ebenfalls mit den Gleichungen (C.30)-(C.31) berechnet. Für die zusätzlichen Dämpfungswiderstände gilt:

$$R_i = \frac{-2 \cdot Z_{T,1} \cdot \ln \sqrt{\gamma}}{l_1 + l_2} l_i \quad \text{für } i = 1, 2 \quad (\text{C.32})$$

und

$$R_3 = -2 \cdot Z_{T,2} \cdot \ln \sqrt{\gamma} \quad (\text{C.33})$$

mit dem Dämpfungskoeffizient $\gamma = 0.7$. Für die parallelen L -Glieder wird der empirische Zusammenhang:

$$L_i = R_i \cdot \frac{2h_1}{c_0} \quad (\text{C.34})$$

genutzt.

Anhang D

Kabelgeometrie und Materialdaten

D.1 Relevante Parameter zur Analyse von EMT-Ausgleichsvorgängen

Tabelle D.1 nennt die relevanten Geometrie- und Materialdaten der generischen Kabelmodelle, die bei den Analysen von EMT-Ausgleichsvorgängen berücksichtigt sind. Hierbei ist A der Leiterquerschnitt, d die Dicke beziehungsweise der Durchmesser und ρ der spezifische Widerstand. Zudem wurde eine Verlegetiefe von 1.5 m bei einem Kabelabstand von circa 0.7 m und ein spezifischer Erdbodenwiderstand von $100 \Omega \cdot \text{m}$ im Bereich der Kabelstrecke zugrunde gelegt. Die spezifischen Widerstände des Innenleiters aus Kupfer und des Kabelschirms aus Aluminium sind der Norm zur Berechnung der Strombelastbarkeit von Kabeln *IEC 60287-1-1* [199] entnommen. Die genannten Werte beziehen sich auf Kabellitermaterialien beziehungsweise Schirmmaterialien bei einer Temperatur von 20°C . Für den Innenleiter und den Kabelschirm wird gemäß [166] ein Korrekturfaktor berücksichtigt, um aus gegebenem Querschnitt und Leiterdurchmesser sowie entsprechender Verseilung und Verdichtung einen Massivleiter mit äquivalenten elektrischen Eigenschaften zu erhalten. Abbildung D.1 zeigt die frequenzabhängigen Verläufe des Widerstands- und Induktivitätsbelag der beiden implementierten HGÜ-Kabelsysteme. Diese sind ab einem gewissen Frequenzbereich unter anderem abhängig von dem Schirmerdungskonzept der Kabelstrecke. Der Kapazitätsbelag ist in den zu untersuchenden Frequenzbereichen nahezu konstant und beträgt circa $0.25 \mu\text{F}/\text{km}$ für das 320 kV Kabel beziehungsweise circa $0.22 \mu\text{F}/\text{km}$ für das 525 kV Kabel.

Tabelle D.1: Relevante Material und Geometriedaten der generischen Kabelmodelle

		Nennbetriebsspannung $U_0 = 320 \text{ kV}$	Nennbetriebsspannung $U_0 = 525 \text{ kV}$
1. Innenleiter	A	2500 mm^2	3000 mm^2
	d_{ic}	56.5 mm	63 mm
	ρ	$1.72 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$	$1.72 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$
2. Innere halbleitende Schicht	d_{is}	2 mm	2.3 mm
3. Hauptisolation	d_i	20 mm	27 mm
	ϵ_r	2.3	2.3
4. Äußere halbleitende Schicht	d_{os}	2 mm	2 mm
5. Kabelschirm/-mantel	A	150 mm^2	250 mm^2
	d_{oc}	1.2 mm	1.3 mm
	ρ	$2.84 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$	$2.84 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$
6. Außenmantel	r_{oi}	5 mm	5.6 mm
	ϵ_r	2.5	2.5

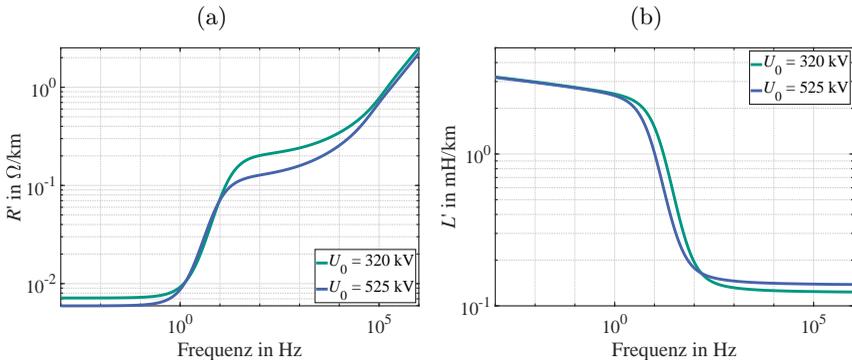


Abbildung D.1: Frequenzabhängige Leitungsbeläge der berücksichtigten Kabelmodelle aus Tabelle D.1: (a) Widerstandsbelag, (b) Induktivitätsbelag.

D.2 Weitere relevante Parameter zur Analyse der elektrischen Feldverteilung

Die nachfolgend genannten Parameter werden ausschließlich zur Diskussion der elektrischen Feldstärkeverteilung aus Kapitel 6 genutzt. An dieser Stelle ist wichtig hervorzuheben, dass Kapitel 6 nicht auf eine Berechnung oder Bewertung der maximalen Feldstärkebelastungen in der Kabelisolation abzielt. Stattdessen liegt der Fokus von Kapitel 6 auf einer Diskussion des qualitativen elektrischen Feldstärkeverlaufs bei überlagerter Blitzüberspannung auf Grundlage von exemplarischen, generischen Kabeleigenschaften. Grundsätzlich sind einige der in Tabelle D.2 genannten Parameter abhängig von den spezifischen Werkstoffeigenschaften der eingesetzten Isoliermedien. Dementsprechend können diese je nach Kabelhersteller und Kabeldesign variieren. Die angesetzten Materialeigenschaften beziehen sich auf die Daten des 525 kV Kabels aus Tabelle D.1 und sind anhand von Literaturdaten [34, 58, 101, 102] exemplarisch ausgewählt. Die mittlere Nennfeldstärke E_m

Tabelle D.2: Weitere Materialdaten der generischen Kabelmodelle

Kabeleigenschaft (Hauptisolation)		Parametrierung
Material Hauptisolation		DC-VPE
Mittlere elektrische Nennfeldstärke	E_m	19.4 kV/mm
Höchste ausgewiesene Leitertemperatur	$T_{\text{cond,max}}$	70 °C
Maximaler Temperaturgradient über Kabelisolation im Dauerzustand	ΔT_{max}	20 °C
Minimaler Temperaturgradient über Kabelisolation (unbelastetes Kabel)	ΔT_{min}	0 °C
Temperaturkoeffizient der Leitfähigkeit	α	$0.084 (\text{°C})^{-1}$
Feldstärkekoeffizient der Leitfähigkeit	β	0.0645 mm/kV

ist gemäß der Definition aus [197] der Quotient aus der Nennspannung U_0 und der Nennwanddicke der Hauptisolation d_i ohne Berücksichtigung der leitfähigen Schichten. Die ausgewiesene maximale Leitertemperatur $T_{\text{cond,max}}$ wird vom Kabelhersteller spezifiziert und ist in der Regel kleiner als die höchste, zulässige materialspezifische Leitertemperatur der Isoliermischung [197]. Der empirische Temperaturkoeffizient α der elektrischen Leitfähigkeit sowie der Koeffizient der Feldstärkeabhängigkeit β bei einer Temperatur von 80 °C stammen aus [58] und beziehen sich auf Thermoset-Materialien optimiert für HGÜ-Anwendungen. Tatsächlich ist jedoch weder der empirische Parameter α unabhängig von der elektrischen Feldstärke noch ist der empirische Faktor β unabhängig von der Temperatur [102, 103].

Anhang E

Literaturverzeichnis

E.1 Literaturverzeichnis

- [1] AJAEI, F. B. ; IRAVANI, R.: Cable Surge Arrester Operation Due to Transient Overvoltages Under DC-Side Faults in the MMC-HVDC Link. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 31 (2016), Nr. 3, S. 1213–1222.
– DOI: 10.1109/TPWRD.2015.2477493.
- [2] ALBERTINI, M. ; BONONI, S. F. ; GIANNINI, S. ; TROIA, I. ; SICA, G. ; MAZZANTI, G. ; PINI, D.: Issues in Space Charge Measurements with the PEA Technique in HVDC Cables: Applicative Case Study. In: *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, IEEE, Okt. 2018. – DOI: 10.1109/ceidp.2018.8544833.
- [3] ALONSO, J. C. G. ; HOWELL, S. ; ABDEL-HADI, K.: Half-Bridge and H-Bridge Equivalent MMC Models for EMT Simulation. In: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'19)* (2019), Jun., Perpignan, Frankreich, Nr. IPST19-054.
- [4] ALVAREZ, R. ; WAHLE, M. ; GAMBACH, H. ; DORN, J.: Optimum semiconductor voltage level for MMC submodules in HVDC applications. In: *18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, IEEE, Sept. 2016. – DOI: 10.1109/epe.2016.7695646.
- [5] AMETANI, A. ; KAWAMURA, T.: A method of a lightning surge analysis recommended in Japan using EMTP. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), Nr. 2, S. 867–875.
– DOI: 10.1109/TPWRD.2004.839183.

- [6] ANDERSSON, G. ; HYTINEN, M.: Skagerrak - The next generation. In: *CIGRE Symposium Lund - 2015* (2015), Lund, Schweden.
- [7] ANDERSSON, J. ; SMEDBERG, A. ; PERSSON, R. ; NILSSON, U. H.: Influence of sample preparation on space charge behavior of crosslinked polyethylene for HVDC cables. In: *IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD)*, IEEE, Jun. 2013. – DOI: 10.1109/icsd.2013.6619844.
- [8] ARRILLAGA, J.: *High voltage direct current transmission*. London : Peregrinus, 1983 (IEE power engineering series ; 6). – ISBN 0906048974.
- [9] ARRILLAGA, J. ; LIU, Y. H. ; WATSON, N. R. ; ARRILLAGA, J. (Hrsg.) ; WATSON, N. R. (Hrsg.): *Flexible power transmission: the HVDC options*. Chichester : Wiley, 2007. – ISBN 9780470056882.
- [10] BARNES, M. ; VAN HERTEM, D. ; TEEUWSEN, S. P. ; CALLAVIK, M.: HVDC Systems in Smart Grids. In: *Proceedings of the IEEE* 105 (2017), Nr. 11, S. 2082–2098. – DOI: 10.1109/JPROC.2017.2672879.
- [11] BECKLER, S. ; REISBECK, J. ; EXL, F. ; SCHELL, F.: Approach for a comprehensive definition of the electrical interface between HVDC converter and cable. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [12] BEERTEN, J. ; D'ARCO, S. ; SUUL, J. A.: Cable Model Order Reduction for HVDC Systems Interoperability Analysis. In: *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Institution of Engineering and Technology, 2015. – DOI: 10.1049/cp.2015.0039.
- [13] BERGER, K. ; ANDERSON, R. B. ; KRÖNINGER, H.: Parameters of lightning flashes. In: *Electra* 5 H.41 (1975), S. 23–27. – ISSN 1286-1146.
- [14] BRAKELMANN, H. ; JARASS, L. J.: Erhöhung der Zuverlässigkeit von HVDC-Kabelsystemen. In: *EW - Magazin der Energiewirtschaft* Heft 10/2018 (2018), Okt., S. 40–48.
- [15] BRAUN, A. ; BRUEGGMANN, J. ; KRAUSE, M. ; SCHRANK, T. ; MARTIN, F. ; POEHLER, S. ; SENER, O. ; EXL, F.: PQ Test of Extruded HVDC 525kV Underground Cables: Results and Conclusion. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [16] BUDNER, A.: Introduction of Frequency-Dependent Line Parameters into an Electromagnetic Transients Program. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-89 (1970), Nr. 1, S. 88–97. – DOI:10.1109/tpas.1970.292674.

- [17] CALLAVIK, M. ; LUNDBERG, P. ; HANSSON, O.: NORDLINK Pioneering VSC-HVDC interconnector between Norway and Germany. In: *a white Paper from ABB*, März 2015.
- [18] CARSTENSEN, P. ; JONSSON, J. ; FARKAS, A. ; CAMPUS, A. ; NILSSON, U.H.: A Study on the Origin of Space Charge Accumulation in Polymeric HVDC cables. In: *Proceedings of the IEEE International Conference on Solid Dielectrics ICSD*, IEEE, 2004. – DOI: 10.1109/icsd.2004.1350340.
- [19] CHISHOLM, W. A. ; CHOW, Y. I. ; SRIVASTAVA, K. D.: Lightning Surge Response Of Transmission Towers. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-102* (1983), Nr. 9, S. 3232–3242. – DOI: 10.1109/TPAS.1983.318134.
- [20] COLLA, L. ; GATTA, F. ; GERI, A. ; LAURIA, S.: Lightning Overvoltages in HV-EHV “Mixed“ Overhead-Cable Lines. In: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'07)* (2007), Juli, Nr. IPST07-021.
- [21] CORONADO, L. ; LONGÁS, C. ; RIVAS, R. ; SANZ, S. ; BOLA, J. ; JUNCO, P. ; PÉREZ, G.: INELFE: main description and operational experience over three years in service. In: *AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, 2019, S. 1–6. – DOI: 10.1109/AEIT–HVDC.2019.8740447.
- [22] COTTET, D. ; WUNSCH, B. ; ERIKSSON, G. ; GRECKI, F. ; OSTROGORSKA, M. ; PIASECKI, W. ; J.SKANSSENS ; ANDERSSON, O.: Electromagnetic Modeling of High Voltage Multi-Level Converter Substations. In: *IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility and Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility (EMC/APEMC)*, IEEE, Mai 2018. – DOI: 10.1109/isemc.2018.8393936.
- [23] DAVIES, M. ; DOMMASCK, M. ; DORN, J. ; LANG, J. ; RETZMANN, D. ; SOERANGR, D.: *HVDC Plus - Basics and Principle of Operation*. Informationsbroschüre, Siemens AG, Energy Sektor, 2009.
- [24] DELPINO, S. ; FABIANI, D. ; MONTANARI, G.C. ; LAURENT, C. ; TEYSSEDE, G. ; MORSHUIS, P.H.F. ; BODEGA, R. ; DISSADO, L.A.: Feature article - Polymeric HVDC cable design and space charge accumulation. Part 2: insulation interfaces. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine* 24 (2008), Jan., Nr. 1, S. 14–24. – DOI: 10.1109/mei.2008.4455499.
- [25] DENNETIÈRE, S. ; SAAD, H. ; NAUD, A. ; HONDA, P.: Transients on DC cables connected to VSC converters. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'15)* (2015), Jun., Versailles, Frankreich.
- [26] DISSADO, L.A. ; FOTHERGILL, J. C.: *Electrical Degradation and Breakdown in Polymers*. IET, Jan. 1992. – DOI: 10.1049/pbed009e.

- [27] DISSADO, L.A. ; LAURENT, C. ; MONTANARI, G.C. ; MORSHUIS, P.H.F.: Demonstrating a threshold for trapped space charge accumulation in solid dielectrics under dc field. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 12 (2005), Nr. 3, S. 612–620.
– DOI: 10.1109/tdei.2005.1453467.
- [28] DOMMASCHK, M.: *Modularer Multilevelstromrichter für Anwendungen in der Hochspannungsgleichstromübertragung*, Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2013. – ISBN 978-3-954-04517-4.
- [29] DOMMEL, H. W.: Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-88 (1969), Nr. 4, S. 388–399.
– DOI: 10.1109/tpas.1969.292459.
- [30] DOMMEL, H.W. ; MEYER, W.S.: Computation of electromagnetic transients. In: *Proceedings of the IEEE* 62 (1974), Nr. 7, S. 983–993.
– DOI: 10.1109/proc.1974.9550.
- [31] ENGLUND, V. ; LOYENS, W. ; NILSSON, U.: Twenty years of extruded HVDC cables from a material supplier’s perspective. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable’19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [32] EOLL, C.: Theory of Stress Distribution in Insulation of High-Voltage DC Cables Part II. In: *IEEE Transactions on Electrical Insulation* EI-10 (1975), Jun., Nr. 2, S. 49–54. – DOI: 10.1109/tei.1975.297861.
- [33] ERIKSSON, A. J. ; WECK, K. H.: Simplified procedures for determining representative substation impinging lightning overvoltages. In: *CIGRE Session*, 1988, S. 1–8.
- [34] FABIANI, D. ; MONTANARI, G.C. ; LAURENT, C. ; TEYSSÉDRE, G. ; MORSHUIS, P.H.F. ; BODEGA, R. ; DISSADO, L.A.: HVDC Cable Design and Space Charge Accumulation. Part 3: Effect of Temperature Gradient. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine* 24 (2008), Nr. 2, S. 5–14.
– DOI: 10.1109/mei.2008.4473049.
- [35] FABIANI, D. ; MONTANARI, G.C. ; LAURENT, C. ; TEYSSÉDRE, G. ; MORSHUIS, P.H.F. ; BODEGA, R. ; DISSADO, L.A. ; CAMPUS, A. ; NILSSON, U.H.: Polymeric HVDC Cable Design and Space Charge Accumulation. Part 1: Insulation/Semicon Interface. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine* 23 (2007), Nov., Nr. 6, S. 11–19. – DOI: 10.1109/mei.2007.4389975.
- [36] FRISK, N. ; GASPARI, R. ; DOEDENS, E. ; EYSSAUTIER, Q. ; FROHNE, C.: Qualification of 400 and 525 kV HVDC XLPE cable systems including

- a multitude of accessory configurations. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [37] GAMLIN, M. ; TREYER, P. ; HAMMER, U.: Superimposed voltage tests on DC cables. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [38] GHORBANI, H. ; ABBASI, A. ; JEROENSE, M. ; GUSTAFSSON, A. ; SALTZER, M.: Electrical characterization of extruded DC cable insulation — The challenge of scaling. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 24 (2017), Nr. 3, S. 1465–1475. – DOI: 10.1109/tdei.2017.006124.
- [39] GNANARATHNA, U. N. ; GOLE, A. M. ; JAYASINGHE, R. P.: Efficient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 26 (2011), Jan., Nr. 1, S. 316–324. – DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2060737.
- [40] GOLESTAN, S. ; GUERRERO, J. M.: Conventional Synchronous Reference Frame Phase-Locked Loop is an Adaptive Complex Filter. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 62 (2015), März, Nr. 3, S. 1679–1682. – DOI: 10.1109/tie.2014.2341594.
- [41] GOLL, F. ; WITZMANN, R.: Lightning Protection of 500-kV DC Gas-Insulated Lines (GIL) With Integrated Surge Arresters. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 30 (2015), Nr. 3, S. 1602–1610. – DOI: 10.1109/tpwr.2015.2391211.
- [42] GOU, R.: Research on 1100-kV/5500-A Ultra-High Voltage Thyristor Valve Key Technology and Its Application. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 34 (2019), Nr. 11, S. 10524–10533. – DOI: 10.1109/tpel.2019.2897745.
- [43] GRCEV, L.: Time- and Frequency-Dependent Lightning Surge Characteristics of Grounding Electrodes. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 24 (2009), Nr. 4, S. 2186–2196. – DOI: 10.1109/tpwr.2009.2027511.
- [44] GRCEV, L. ; POPOV, M.: On High-Frequency Circuit Equivalents of a Vertical Ground Rod. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), Apr., Nr. 2, S. 1598–1603. – DOI: 10.1109/tpwr.2004.838460.
- [45] GRCEV, L. ; RACHIDI, F.: On tower impedances for transient analysis. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 19 (2004), Juli, Nr. 3, S. 1238–1244. – DOI: 10.1109/TPWRD.2004.829878.

- [46] GREENFIELD, E. W.: Transient Behavior Of Short And Long Cables. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-103 (Nov. 1984), Nr. 11, S. 3193–3203. – ISSN 0018-9510, DOI: 10.1109/TPAS.1984.318619.
- [47] GREVE, M. ; ZADEH, M. K. ; RENDEL, T. ; MENZE, A.: Behaviour of the HVDC links with MMC technology during DC cable faults. In: *CIGRE Winnipeg 2017 Colloquium, Study Committees A3, B4 & D1* (2017), Sept., Winnipeg, Kanada.
- [48] GU, S. ; WAN, S. ; WANG, J. ; CHEN, J. ; LI, T.: Development and Application of \pm 500 kV DC Transmission Line Arrester in China Power Grid. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* PP (2017), Nr. 99, S. 1–1. – ISSN 0885-8977, DOI: 10.1109/TPWRD.2017.2652479.
- [49] GUAN, M. ; XU, Z. ; CHEN, H.: Control and modulation strategies for modular multilevel converter based HVDC system. In: *IECON 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, S. 849–854. – DOI: 10.1109/IECON.2011.6119421.
- [50] GUDMUNSDOTTIR, U. S.: *Modelling of long High Voltage AC Cables in the Transmission System*, Aalborg University, Dissertation, 2010. – ISBN 978-87-90707-73-6.
- [51] GUO, G. ; SONG, Q. ; YANG, W. ; WANG, Y. ; LIU, W. ; RAO, H. ; XU, S.: Application of Third-Order Harmonic Voltage Injection in a Modular Multilevel Converter. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 65 (2018), Nr. 7, S. 5260–5271. – DOI: 10.1109/TIE.2017.2777413.
- [52] GUSTAFSSON, A. ; RAPP, H. ; JEROENSE, M. ; GHORBANI, H. ; SALTZER, M. ; SUNNEGÅRDH, P.: New developments within the area of extruded HVDC cables. In: *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, 2015. – DOI: 10.1049/cp.2015.0053.
- [53] GUSTAVSEN, B.: Validation of Frequency-Dependent Transmission Line Models. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), Apr., Nr. 2, S. 925–933. – DOI: 10.1109/tpwrD.2004.837676.
- [54] GUSTAVSEN, B. ; IRWIN, G. ; MANGELROD, R. ; BRANDT, D. ; KENT, K.: Transmission line models for the simulation of interaction phenomena between parallel AC and DC overhead lines. In: *International Conference on Power Systems Transient, IPST'99* (1999), Jun., Budapest, Ungarn, Nr. IPST99-002-1.5.
- [55] GUSTAVSEN, B. ; SEMLYEN, A.: Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 14 (1999), Jul., Nr. 3, S. 1052–1061, – DOI: 10.1109/61.772353.

- [56] GUSTAVSEN, B. ; VERNAY, Y.: Measurement-based frequency-dependent model of a HVDC transformer for electromagnetic transient studies. In: *Electric Power Systems Research* 180 (2020), S. 106–141. – DOI: 10.1016/j.epsr.2019.106141.
- [57] HAHN, C.: *Modellierung und Regelung selbstgeführter, höherstufiger Multiterminal-HGÜ-Systeme mit Gleichspannungszwischenkreis*, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Dissertation, 2018.
- [58] HAMPTON, R.N.: Some of the considerations for materials operating under high-voltage, direct-current stresses. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine* 24 (2008), Jan., Nr. 1, S. 5–13. – DOI: 10.1109/mei.2008.4455498.
- [59] HANLEY, T.L. ; BURFORD, R.P. ; FLEMING, R.J. ; BARBER, K.W.: A General Review of Polymeric Insulation for Use in HVDC Cables. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine* 19 (2003), Nr. 1, S. 13–24, – DOI: 10.1109/mei.2003.1178104.
- [60] HARA, T. ; YAMAMOTO, O.: Modelling of a Transmission Tower for Lightning-Surge Analysis. In: *IEE Proceeding on Generation, Transmission and Distribution* 143 (1996), May, Nr. 3, S. 283–289. – ISSN 1350-2360, DOI: 10.1049/ip-gtd:19960289.
- [61] HE, H. ; BEVERWIJK, C. ; KUIJPERS, P. ; SLOOT, W.: Cost-effective and practical solutions for testing HVDC cable systems. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [62] HEIDLER, F.: Blitzstromparameter nach IEC 62305 - Hintergrund, Erfahrung und Ausblick. In: *ETZ Elektrotechnik & Automation* Heft 1/2009 (2009), S. 2–10.
- [63] HENRIKSEN, T. ; GUSTAVSEN, B. ; BALOG, G. ; BAUR, U.: Maximum Lightning Overvoltage Along a Cable Protected by Surge Arresters. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), April, Nr. 2, S. 859–866. – DOI: 10.1109/TPWRD.2005.844262.
- [64] HILEMAN, A. R.: *Insulation Coordination for Power Systems*, CRC Taylor & Francis, 1999. – ISBN 978-0-8247-9957-1.
- [65] HINRICHSSEN, V.: *Metalloxid-Ableiter Grundlagen*. 2. Ausgabe, Siemens AG, 2001.
- [66] HÅKONSETH, G. ; FURUHEIM, K. M. ; ILDSTAD, E.: Structure of Paper-Oil Insulation for Mass-Impregnated HVDC Cables. In: *2019 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, 2019, S. 524–527. – DOI: 10.1109/CEIDP47102.2019.9009943.

- [67] HOFMANN, L.: *Modellierung von Freileitungen mit frequenzabhängigen Parametern im Kurzzeitbereich*. VDI-Verlag, 1998 (Fortschritt-Berichte VDI / 21: Elektrotechnik). – ISBN 9783183243211.
- [68] HOOGENDORP, G. ; POPOV, M. ; SLUIS, L. van der: Lightning Induced Overvoltages in Mixed 380 kV OHL-Cable-OHL Connections. In: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'13)* (2013), Juli, Vancouver, Kanada, Nr. IPST13-022.
- [69] IEEE WORKING GROUP 3.4.11: Modeling of metal oxide surge arresters. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 7 (1992), Jan., Nr. 1, S. 302–309. – ISSN 0885-8977, DOI: 10.1109/61.108922.
- [70] IGI, T. ; ASAI, S. ; MASHIO, S. ; NISHIKAWA, S. ; TOMIOKA, S. ; MIYAZAKI, T. ; KAZAMA, T.: Qualification, installation and commissioning of world's first DC 400kV XLPE cable system. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [71] ILVES, K. ; NORRGA, S. ; HARNEFORS, L. ; NEE, H.: On Energy Storage Requirements in Modular Multilevel Converters. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* 29 (2014), Nr. 1, S. 77–88. – DOI: 10.1109/TPEL.2013.2254129.
- [72] IMECE, A. F.: Modeling Guidelines For Fast Front Transients. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 11 (1996), Nr. 1, S. 493–506. – DOI: 10.1109/61.484134.
- [73] ISHII, M. ; KAWAMURA, T. ; KOUNO, T. ; OHSAKI, E. ; SHIOKAWA, K. ; MUROTANI, K. ; HIGUCHI, T.: Multistory transmission tower model for lightning surge analysis. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 6 (1991), Juli, Nr. 3, S. 1327–1335. – ISSN 1937-4208, DOI: 10.1109/61.85882.
- [74] JEROENSE, M. J. P. ; MORSHUIS, P. H. F.: Electric Fields in HVDC Paper-Insulated Cables. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 5 (1998), Apr., Nr. 2, S. 225–236. – ISSN 1070-9878, DOI: 10.1109/94.671940.
- [75] JEROENSE, M.J.P.: *Charges and Discharges in HVDC Cables - in particular in mass-impregnated HVDC cables*. Delft University Press, Dissertation, 1997. – ISBN 90-407-1419-3.
- [76] JOINT ENTSO-E AND EUROPACABLE PAPER: *Recommendations to improve HVDC cable systems reliability*. ENTSO-E AISBL, Brüssel, Belgien, Jun., 2019.

- [77] KARMOKAR, T. ; SALTZER, M. ; NYBERG, S. ; MUKHERJEE, S. ; LUNDBERG, P.: Evaluation of 320 kV extruded DC cable system for temporary overvoltages by testing with very long impulse waveform. In: *CIGRE General Meeting* (2018), Aug., Paris, Frankreich.
- [78] KATAYAMA, T. ; YAMAZAKI, T. ; MURATA, Y. ; MASHIO, S. ; IGI, T.: Space Charge Characteristics in DC-XLPE Cable after 400 kV PQ test. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'15)* (2015), Jun., Versailles, Frankreich.
- [79] KIESSLING, F. ; NEFZGER, P. ; KAINZTYK, U.: *Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung*. Springer Berlin Heidelberg, 2012. – ISBN 9783642626739.
- [80] KIMBARK, E. W.: *Direct Current Transmission*. Wiley, 1971 (Direct Current Transmission Bd. 1). – ISBN 9780471475804.
- [81] KING, R. ; BARKER, C. ; TZIMAS, A. ; LUCAS, G. ; KIRBY, N.: Validation of Cable Modelling for HVDC Transient Analysis Simulation. In: *CIGRE Canada Conference*, 2015.
- [82] KJAERGAARD, J. P. ; MIKKELSEN, S.D. ; PANDE-ROLFSEN, T. ; STRANDEM, A. ; BERGDAHL, B. ; BJARME, H.O.: Bipolar operation of an HVDC VSC converter with an LCC converter. In: *CIGRE Colloquium on HVDC and Power Electronic Systems* (2012), San Francisco, USA.
- [83] KOLB, J.: *Optimale Betriebsführung des Modularen Multilevel-Umrichters als Antriebsumrichter für Drehstrommaschinen*, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, 2014. – DOI: 10.5445/KSP/1000039063.
- [84] KÜCHLER, A.: *High Voltage Engineering: Fundamentals - Technology - Applications*. Springer Vieweg, 2018. – ISBN 978-3-642-11993-4.
- [85] LESNICAR, A. ; MARQUARDT, R.: An Innovative Modular Multilevel Converter Topology Suitable for a Wide Power Range. In: *Proceedings IEEE Power Tech Conference* Bd. 3, Jun., Bologna, Italien 2003, S. 1–6. – DOI: 10.1109/PTC.2003.1304403.
- [86] LETERME, W. ; PIROOZ AZAD, S. ; VAN HERTEM, D.: A Local Backup Protection Algorithm for HVDC Grids. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 31 (2016), Nr. 4, S. 1767–1775, – DOI: 10.1109/TPWRD.2016.2543306.
- [87] LETERME, W. ; TIELENS, P. ; BOECK, S. D. ; HERTEM, D. V.: Overview of Grounding and Configuration Options for Meshed HVDC Grids. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29 (2014), Nr. 6, S. 2467–2475. – DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2331106.

- [88] LI, G. ; LIANG, J. ; MA, F. ; UGALDE-LOO, C. E. ; LIANG, H.: Analysis of Single-Phase-to-Ground Faults at the Valve-Side of HB-MMCs in HVDC Systems. In: *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 66 (2019), März, Nr. 3, S. 2444–2453. – DOI: 10.1109/TIE.2018.2829666.
- [89] LI, R. ; FLETCHER, J. E. ; WILLIAMS, B. W.: Influence of third harmonic injection on modular multilevel converter -based high-voltage direct current transmission systems. In: *IET Generation, Transmission and Distribution* 10 (2016), Nr. 11, S. 2764–2770. – ISSN 1751-8687.
- [90] LIAO, Y. ; GAO, C. ; LI, R. ; WANG, G. ; LU, G.: Long front time switching impulse tests of long air gap in UHV projects at altitude of 2100 m. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 21 (2014), Jun., Nr. 3, S. 982–987. – DOI: 10.1109/tdei.2014.6832240.
- [91] LUNDHOLM, R. ; FINN, R. B. ; PRICE, W. S.: Calculation of Transmission Line Lightning Voltages by Field Concepts. In: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems* 76 (1957), Nr. 3, S. 1271–1281. – DOI: 10.1109/AIEEPAS.1957.4499772.
- [92] LUNDQUIST, J. ; ENGELBRECHT, C. ; THUNBERG, E. ; DUBICKAS, V. ; JANSSON, H. ; WORZYK, T.: Lightning impulse test levels for extruded HVDC cable systems. In: *CIGRE General Meeting* (2014), Aug., Paris, Frankreich.
- [93] MANITOBA HVDC RESEARCH CENTRE: *EMTDC Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation - User's Guide*. Benutzerhandbuch, Manitoba HVDC Research Centre, 2010.
- [94] MANITOBA HYDRO INTERNATIONAL: *Power Electronic Switch Component, manual for PSCAD*. Informationsbroschüre von Manitoba Hydro International Ltd., Jan. 2020.
- [95] MARQUARDT, R. ; LESNICAR, A. ; HILDINGER, J.: Modulares Stromrichterkonzept für Netzkupplungsanwendung bei hohen Spannungen. In: *ETG Fachtagung*, 2002.
- [96] MARTI, J.: Accurate Modelling of Frequency-Dependent Transmission Lines in Electromagnetic Transient Simulations. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-101 (1982), Nr. 1, S. 147–157. – DOI: 10.1109/tpas.1982.317332.
- [97] MARTINEZ, J. A. ; MORK, B. A.: Transformer modeling for low- and mid-frequency transients - a review. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), April, Nr. 2, S. 1625–1632. – ISSN 1937-4208, DOI: 10.1109/TPWRD.2004.833884.

- [98] MARTINEZ-VELASCO, J.: *Power System Transients - Parameter Determination*. CRC Press, Okt. 2009. – ISBN 1420065297.
- [99] MARZINOTTO, M. ; MAZZANTI, G.: The statistical enlargement law for HVDC cable lines part 1: theory and application to the enlargement in length. In: *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* 22 (2015), Feb., Nr. 1, S. 192–201. – DOI: 10.1109/tdei.2014.004626.
- [100] MATSCHOSS, C.: *Das deutsche Museum*. De Gruyter, Dez. 1929. – DOI: 10.1515/9783486750997.
- [101] MAZZANTI, G.: Life Estimation of HVDC Cables Under the Time-Varying Electrothermal Stress Associated With Load Cycles. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 30 (2015), Nr. 2, S. 931–939. – DOI: 10.1109/tpwrd.2014.2352681.
- [102] MAZZANTI, G.: Including the calculation of transient electric field in the life estimation of HVDC cables subjected to load cycles. In: *IEEE Electrical Insulation Magazine* 34 (2018), Nr. 3, S. 27–37, – DOI: 10.1109/mei.2018.8345358.
- [103] MAZZANTI, G. ; MARZINOTTO, M.: *Extruded Cables For High-Voltage Direct-Current Transmission: Fundamentals of HVDC Cable Transmission*. John Wiley & Sons, Inc., 2013. – ISBN 9781118590423, DOI: 10.1002/9781118590423.ch03.
- [104] MIKROPOULOS, P. N. ; TSOVILIS, T. E.: Estimation of Lightning Incidence to Overhead Transmission Lines. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 25 (2010), Juli, Nr. 3, S. 1855–1865. – DOI: 10.1109/tpwrd.2010.2046918.
- [105] MINER, G. F.: *Lines and Electromagnetic Fields for Engineers*. Oxford University Press, 1996. – ISBN 9780195104097.
- [106] MIRI, A.: *Ausgleichsvorgänge in Elektroenergiesystemen*. Springer Berlin Heidelberg, Okt. 2000. – ISBN 3540677356.
- [107] MORCHED, A. ; GUSTAVSEN, B. ; TARTIBI, M.: A Universal Model for Accurate Calculation of Electromagnetic Transients on Overhead Lines and Underground Cables. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 14 (1999), Juli, Nr. 3, S. 1032–1038. – DOI: 10.1109/61.772350.
- [108] MOTOYAMA, H.: Experimental Study and Analysis of Breakdown Characteristics of Long Air Gaps with Short Tail Lightning Impulse. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 11 (1996), Apr., Nr. 2, S. 972–979, – DOI: 10.1109/61.489359.

- [109] MUKHERJEE, S. ; SALTZER, M. ; HÄFNER, Y.-J. ; NYBERG, S.: Cable Overvoltages for MMC based VSC HVDC Systems: Interactions with Converters. In: *International Colloquium on H.V. Insulated Cables, CIGRE Study Committee B1* (2017), Okt., Neu-Delhi, Indien.
- [110] NGUYEN, H.V. ; DOMMEL, H.W. ; MARTI, J.R.: Direct Phase-Domain Modelling of Frequency-Dependent Overhead Transmission Lines. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 12 (1997), Nr. 3, S. 1335–1342.
– DOI: 10.1109/61.637012.
- [111] OHNE VERFASSER - ABB'S HIGH VOLTAGE CABLE UNIT: *XLPE Land Cable Systems - User's Guide*. Benutzerhandbuch von ABB, Rev. 5, Apr. 2010.
- [112] OHNE VERFASSER - C-EPRI: *HVDC Flexible Products and solutions*. Informationsbroschüre, C-EPRI/SGCC HVDC Solutions, 2014.
- [113] OHNE VERFASSER - GE GRID SOLUTIONS: *High Voltage Direct Current Systems*. Informationsbroschüre, General Electric Company, 2018.
- [114] OHNE VERFASSER - MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION: *HVDC - Diamond, Voltage Source Converter based on High Voltage Direct Current transmission system*. Informationsbroschüre von Mitsubishi Electric Corporation, 2018.
- [115] OHNE VERFASSER - UNO LAMM HVDC CENTER: *HVDC Light - It's time to connect*. Informationsbroschüre von ABB, 2017.
- [116] PALONE, F. ; MARZINOTTO, M. ; BUONO, L.: Temporary overvoltage mitigation in symmetrical monopole VSC-MMC HVDC links. In: *2017 AEIT International Annual Conference*, 2017, S. 1–6.
– DOI: 0.23919/AEIT.2017.8240499.
- [117] PAPAILIOU, O.K.: *Overhead Lines*. CIGRE Green Book, Study Committee B2: Overhead Lines, Springer International Publishing AG, 2017. – ISBN 978-3-319-31746-5.
- [118] PARIS, L. ; CORTINA, R.: Impulse sparkover voltages of rod gaps. In: *CIGRE General Session* (1964), Aug., Paris, Frankreich.
- [119] PARIS, L. ; CORTINA, R.: Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-87 (1968), Apr., Nr. 4, S. 947–957. – DOI: 10.1109/tpas.1968.292069.

- [120] PIGINI, A. ; RIZZI, G. ; GARBAGNATI, E. ; PORRINO, A. ; BALDO, G. ; PRESAVENTO, G.: Performance of Large Air Gaps under Lightning Overvoltages: Experimental Study and Analysis of Accuracy of Predetermination Methods. In: *IEEE Power Engineering Review* 9 (1989), Apr., Nr. 4, S. 100–101. – DOI: 10.1109/mper.1989.4310640.
- [121] POSITIONSPAPIER DER BUNDESNETZAGENTUR FÜR ANTRÄGE NACH §6 NABEG: *Bundesfachplanung für Gleichstrom-Vorhaben mit gesetzlichem Erdkabelvorrang*. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, April 2016.
- [122] RAMET, M. ; OUTRAM, J. ; CHENG, L. ; MUKHEDKAR, R.: Application of dynamic braking systems in off-shore connected VSC HVDC. In: *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017)*, 2017. – DOI: 0.1049/cp.2017.0046.
- [123] RYTOFT, C. ; CALLAVIK, M. ; JOHANSSON, H. ; LUNDBERG, P. ; JANSSON, E. ; BAWA, H. ; FUNKE, S. ; STOETER, S. ; MOGLESTUE, A.: ABB Review - Special Report 60 years of HVDC, ABB Group R&D and Technology, 2014.
- [124] SAAD, H. ; DENNETIÈRE, S. ; MAHSEREDJIAN, J. ; DELARUE, P. ; GUILLAUD, X. ; PERALTA, J. ; NGUEFEU, S.: Modular Multilevel Converter Models for Electromagnetic Transients. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29 (2014), Jun., Nr. 3, S. 1481–1489. – ISSN 0885-8977, DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2285633.
- [125] SAAD, H. ; RAULT, P. ; DENNETIÈRE, S.: Study on Transient Overvoltages in the Converter Station of HVDC-MMC links. In: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'17)* (2017), Jun., Seoul, Republik Korea, Nr. IPST17-185.
- [126] SAAD, O. ; GABA, G. ; GIROUX, M.: A Closed-Form Approximation for Ground Return Impedance of Underground Cables. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 11 (1996), Nr. 3, S. 1536–1545. – DOI: 10.1109/61.517514.
- [127] SAGØSEN, Ø. ; CRAIG, A. ; POOLE, R. ; PARADINE, R.: Need, design and business case for building the North Sea Link. In: *CIGRE General Meeting* (2018), Aug., Paris, Frankreich.
- [128] SALIMI, M. ; GOLE, A. M. ; JAYASINGHE, R. P.: Improvement of Transformer Saturation Modeling for Electromagnetic Transient Programs. In: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'13)* (2013), Jun., Vancouver, Kanada, Nr. IPST13-075.

- [129] SALTZER, M. ; JANSSON, H. ; WORZYK, T.: Lightning impulse test levels for extruded HVDC cable systems. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'15)* (2015), Jun., Versailles, Frankreich.
- [130] SARGENT, M. A. ; DARVENIZA, M.: Tower Surge Impedance. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-88 (1969), Mai, Nr. 5, S. 680–687. – DOI: 10.1109/tpas.1969.292357.
- [131] SCHRÖEDER ; D. ; MARQUARDT, R.: *Leistungselektronische Schaltungen*. Springer-Verlag GmbH, Jan. 2019. – ISBN 3662553244.
- [132] SCHWAB, A. J.: *Elektroenergiesysteme*. Springer-Verlag GmbH, 2012. – ISBN 978-3-540-92226-1.
- [133] SCHWAB, A. J.: *Begriffswelt der Feldtheorie*. Springer-Verlag GmbH, 8. Auflage, 2018. – ISBN 978-3-662-58391-3.
- [134] SEMLYEN, A. ; DABULEANU, A.: Fast and accurate switching transient calculations on transmission lines with ground return using recursive convolutions. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 94 (1975), März, Nr. 2, S. 561–571. – DOI: 10.1109/t-pas.1975.31884.
- [135] SHARIFABADI, K. ; HARNEFORS, L. ; NEE, H.-P. ; NORRGA, S. ; TEODORESCU, R.: *Design, Control and Application of Modular Multilevel Converters for HVDC Transmission Systems*. Chichester, UK:John Wiley & Sons, Ltd, Okt. 2016. – ISBN 9781118851524.
- [136] SHEN, Y.: *DC Cable Systems With Extruded Dielectrics*. Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA: 2004. 1008720, Dez. 2004.
- [137] SHIGEMORI, N. ; YAGI, M. ; TABUCHI, T. ; MORI, H.: Development of 350 kV and 525 kV HVDC extruded cable system. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19)* (2019), Jun., Versailles, Frankreich.
- [138] SILVA, De ; J, H. M. ; GOLE ; WEDEPOHL, L. M.: Accurate electromagnetic transient simulations of HVDC cables and overhead transmission lines. In: *Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'07)* (2007), Nr. IPST07-024.
- [139] TAKAMI, J. ; OKABE, S.: Observational Results of Lightning Current on Transmission Towers. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 22 (2007), Jan., Nr. 1, S. 547–556. – ISSN 0885-8977, DOI: 10.1109/TPWRD.2006.883006.

- [140] TANT, J. ; DRIESEN, J.: On the Numerical Accuracy of Electromagnetic Transient Simulation With Power Electronics. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 33 (2018), Nr. 5, S. 2492–2501.
– DOI: 10.1109/tpwr.2018.2797259.
- [141] TAVERNIER, R.: Transmission de l'énergie électrique par courant continu. In: *La Houille Blanche* (1913), S. 173–178.
– DOI: 10.1051/lhb/1913041.
- [142] TZIMAS, A. ; BOYER, L. ; MIREBEAU, P. ; DODD, S. ; CASTELLON, J. ; NOTINGHER, P.: Qualitative analysis of PEA and TSM techniques on a 200kV extruded cable during a VSC ageing program. In: *IEEE International Conference on Dielectrics (ICD)*, 2016.
– DOI: 10.1109/icd.2016.7547540.
- [143] TZIMAS, A. ; LUCAS, G. ; DYKE, J. ; PERROT, F. ; YAHY, Y. ; TANAKA, H.: Space charge evolution in composite XLPE HVDC cable insulation during VSC pre-qualification programme. In: *International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'15)* (2015), Jun., Versailles, Frankreich.
- [144] UDO, T.: Switching surge and impulse characteristics of large gap spacings and long insulator strings. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 84 (1965), Nr. 4, S. 304–309.
– DOI: 10.1109/TPAS.1965.4766195.
- [145] WANG, H. ; CAO, J. ; HE, Z. ; YANG, J. ; HAN, Z. ; CHEN, G.: Research on Overvoltage for XLPE Cable in a Modular Multilevel Converter HVDC Transmission System. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 31 (2016), April, Nr. 2, S. 683–692. – ISSN 0885-8977, DOI: 10.1109/TPWRD.2015.2469595.
- [146] WANG, X. ; YU, Z. ; HE, J.: Breakdown Process Experiments of 110- to 500-kV Insulator Strings Under Short Tail Lightning Impulse. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 29 (2014), Nr. 5, S. 2394–2401.
– DOI: 10.1109/TPWRD.2014.2306688.
- [147] WANG, Y. ; YU, Z. ; ZHANG, X. ; HU, J. ; HE, J. ; CHEN, S.: Stray Capacitance of HVDC Key Devices and Its Impact on Harmonic Distribution. In: *IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, IEEE, Okt. 2016. – DOI: 10.1109/epec.2016.7771750.
- [148] WASSERRAB, T.: *Schaltungslehre der Stromrichtertechnik*. Springer-Verlag OHG., 1962.

- [149] WATSON, N. ; ARRILLAGA, J.: *Power Systems Electromagnetic Transients Simulation (IEE power and energy series: no. 39)*. The Institution of Engineering and Technology (IET), London, UK, 2007. – ISBN 978-0-85296-106-3.
- [150] WEDEPOHL, L.M. ; WILCOX, D.J.: Transient analysis of underground power-transmission systems. System-model and wave-propagation characteristics. In: *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers* 120 (1973), Nr. 2, S. 253–260. – DOI: 10.1049/iece.1973.0056.
- [151] WENIG, S.: *Potential of Bipolar Full-Bridge MMC-HVdc Transmission for Link and Overlay Grid Applications*, Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Dissertation, 2019. – DOI: 10.5445/IR/1000096294.
- [152] WESTERWELLER, T. ; FRIEDRICH, K. ; ARMONIES, U. ; PARQUET, D. ; WEHN, S.: Trans Bay cable - worlds first HVDC system using multilevel voltage-sourced converter. In: *CIGRE General Meeting* (2010), Aug., Paris, Frankreich.
- [153] WORZYK, T.: *Submarine Power Cables*. Springer-Verlag, 2009. – ISBN 978-3-642-01270-9.
- [154] YAMADA, T. ; MOCHIZUKI, A. ; SAWADA, J. ; ZAIMA, E. ; KAWAMURA, T. ; AMETANI, A. ; ISHII, M. ; KATO, S.: Experimental evaluation of a UHV tower model for lightning surge analysis. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 10 (1995), Jan, Nr. 1, S. 393–402. – ISSN 1937-4208, DOI: 10.1109/61.368374.

E.2 Zitierte Standards und technische Dokumente

- [155] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH; AMPRIION GMBH; TENNET TSO GMBH; TRANSNETBW GMBH. *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019*. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Deutschland, Apr. 2019.
- [156] ARMSCHAT, C.; DOMMASCHK, M.; HUSSENNETHER, V.; WESTERWELLER, T. *Star-Point Reactor*. U.S. Patent US 2012/0120691 A1, Jan. 2012.
- [157] BALKENOHL, M.; BURKHARDT, M.; PRIETO GOMEZ, J. *Impedanz für AC Fehlerstrombehandlung in einem HGÜ-Umrichter*. Patentanmeldung WO 2019/020195 AI, Jan. 2019.
- [158] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 189 (WG 21/33). *Insulation Co-Ordination for HV AC Underground Cable System*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Jun. 2001.
- [159] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 268 (WG B1.05). *Transient Voltages Affecting Long Cables*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2005.
- [160] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 269 (WG B4.37). *VSC Transmission*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2005.
- [161] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 379 (WG B1.10). *Update of Service Experience of HV Underground and Submarine Cable Systems*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2009.
- [162] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 39 (WG 33.02). *Guidelines for Representation of Network Elements when Calculating Transients*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Aug. 1990.
- [163] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 440 (WG C4.301). *Use of Surge Arresters for Lightning Protection of Transmission Lines*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Dez. 2010.
- [164] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 496 (WG B1.31). *Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2012.
- [165] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 518 (WG C4.303). *Outdoor Insulation in Polluted Conditions: Guideline for Selection and Dimensioning Part 2: The DC Case*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Dez. 2012.

- [166] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 531 (WG B1.30). *Cable Systems Electrical Characteristics*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2013.
- [167] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 533 (WG B4.52). *HVDC Grid Feasibility Study*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2013.
- [168] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 544 (WG A3.17). *MO Surge Arresters - Stresses and Test Procedures* International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Aug. 2013.
- [169] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 556 (WG C4.502). *Power System Technical Performance Issues related to the Application of Long HVAC Cables*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Okt. 2013.
- [170] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 577A (JWG A2/C4.39). *Electrical Transient Interaction Between Transformers and the Power System, Part 1- Expertise*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2014.
- [171] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 604 (WG B4.57). *Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, 2014.
- [172] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 609 (WG B4.51). *Study of Converter Transients Imposed on the HVDC Converter Transformers*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Feb. 2015.
- [173] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 63 (WG 33.01). *Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Okt. 1991.
- [174] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 657 (WG B4.56). *Guidelines for the Preparation of "connection agreements" or "grid codes" for multi-terminal DC schemes and DC grids*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Mai 2016.
- [175] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 683 (WG A3/B4.34). *Technical Requirements and Specifications of State-of-the-Art HVDC Switching Equipment*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Apr. 2017.

- [176] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 704 (WG C4.26). *Evaluation of Lightning Shielding Analysis Methods for EHV and UHV DC and AC Transmission Lines*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Okt. 2017.
- [177] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 713 (WG B4.60). *Designing HVDC Grids for Optimal Reliability and Availability Performance*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Dez. 2017.
- [178] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 72 (WG 33.07). *Guidelines for the Evaluation of The Dielectric Strength of External Insulation*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, 1992.
- [179] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 739 (WG B4/B5.59). *Protection and Local Control of HVDC-Grids*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Aug. 2018.
- [180] CIGRE TECHNICAL BROCHURE 754 (WG B4.67). *AC side harmonics and appropriate harmonic limits for VSC HVDC*. International Council on Large Electric Systems (CIGRE), Paris, Frankreich, Feb. 2019.
- [181] DIN EN 50182:2001-12. *Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten*. Ausgabedatum: Dez. 2001.
- [182] DIN EN 50341-1:2013-11. *Freileitungen über AC 1 kV - Teil 1: Allgemeine Anforderungen - Gemeinsame Festlegungen*. Ausgabedatum: Nov. 2013.
- [183] DIN EN 50341-2-4:2019-09. *Freileitungen über AC 1 kV - Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für DEUTSCHLAND*. Ausgabedatum: Sept. 2019.
- [184] DIN EN 60060-1:2011-10. *Hochspannungs-Prüftechnik - Teil 1: Allgemeine Begriffe und Prüfbedingungen*. Ausgabedatum: Okt. 2011.
- [185] DIN EN 60071-1:2010-09. *Isolationskoordination - Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen*. Ausgabedatum: Sept. 2010.
- [186] DIN EN 60071-2:2017-11. *Isolationskoordination - Teil 2: Anwendungsrichtlinie*. Ausgabedatum: Nov. 2017.
- [187] DIN EN 60071-5:2015-05. *Isolationskoordination - Teil 5: Verfahren für Hochspannungs-Gleichstrom-Stromrichterstationen (HGÜ-Stromrichterstationen)*. Ausgabedatum: Mai 2015.
- [188] DIN EN 60099-9:2015-08. *Überspannungsableiter - Teil 9: Metalloxidableiter ohne Funkenstrecken für HGÜ-Stromrichterstationen*. Ausgabedatum: Aug. 2015

- [189] DIN EN 60633:2017-10. *Terminologie für Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ)*. Ausgabedatum: Okt. 2017.
- [190] DIN EN 62271-100:2018-11. *Hochspannungs-Schaltgeräte und Schaltanlagen - Teil 100: Wechselstrom-Leistungsschalter*. Ausgabedatum: Nov. 2018.
- [191] DIN EN 62305-1:2015-12. *Blitzschutz - Teil 1: Allgemeine Grundsätze*. Ausgabedatum: Dez. 2012.
- [192] DIN EN 62305-1:2015-12. *Blitzschutz - Teil 2: Allgemeine Grundsätze*. Ausgabedatum: Dez. 2012.
- [193] DIN EN 62305-2:2013 BEIBLATT 1. *Blitzschutz - Teil 2: Risiko-Management - Beiblatt 1: Blitzgefährdung in Deutschland*. Ausgabedatum: Feb. 2013.
- [194] DIN EN 62747:2020-04. *Terminologie für Spannungszwischenkreis-Stromrichter (VSC) für Hochspannungsgleichstrom (HGÜ)-Systeme*. Ausgabedatum: April 2020.
- [195] DIN EN IEC 60099-5:2019-02. *Überspannungsableiter - Teil 5: Empfehlung für die Auswahl und die Anwendung (IEC 60099-5:2018)*. Ausgabedatum: Feb. 2019.
- [196] DIN EN IEC 60230:2018-10. *Stoßspannungsprüfungen an Kabeln und deren Garnituren*. Ausgabedatum: Okt. 2018.
- [197] DIN IEC 62895:2019-02. *Kabel zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen bis 320 kV für Anwendungen an Land - Prüfverfahren und Anforderungen*. Ausgabedatum: Feb. 2019.
- [198] ENTSO-E. *Europe's Network Development Plan to 2025, 2030 and 2040*. TYNDP 2018 – Main Report, ENTSO-E AISBL, 2018.
- [199] IEC 60287-1-1:2007-01. *Electric cables. Calculation of the current rating. Current rating equations and calculation of losses. General*. Ausgabedatum: Jan. 2007.
- [200] IEC/TR 60071-4:2004-08. *Insulation co-ordination – Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*. Ausgabedatum: Aug. 2004.
- [201] IEEE 1732-2017. *IEEE Recommended Practice for Space Charge Measurements on High-Voltage Direct-Current Extruded Cables for Rated Voltages up to 550 kV*. Jun. 2017.

- [202] IEEE STD 1243-1997. *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines*. Dez. 1997.
- [203] IEEE STD 1313.2-1999. *IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination*. Nov. 1999.
- [204] IEEE STD 998-2012. *IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*. 2012.
- [205] SCHRÖCK, T.; SCHUSTER, R.; WEITZENFELDER, P.; ZHAN, C. *Stromrichteranordnung mit Kurzschlussseinheit sowie Verfahren zum Trennen einer Wechselspannungsleitung*. Patentanmeldung WO 2016/055106 AI, Apr. 2016.
- [206] VDE-AR-N 4131:2019-03. *Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen*. VDE-Anwendungsregel, Ausgabedatum: März 2019.

E.3 Eigene Journalbeiträge

- [207] FREYE, C.; WENIG, S.; GOERTZ, M.; LEIBFRIED, T.; JENAU, F.: *Transient Voltage Stresses in MMC-HVDC links - Impulse Analysis and Novel Proposals for Synthetic Laboratory Generation*. In: IET High Voltage, Volume 3, Issue 2, S. 115-125, Jun. 2018. – DOI: 10.1049/hve.2017.0141.
- [208] GOERTZ, M.; WENIG, S.; BECKLER, S.; HIRSCHING, C.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Overvoltage characteristics in symmetrical monopolar HB MMC-HVDC configuration comprising long cable systems*. In: Elsevier Electrical Power Systems Research, Volume 189, Dez. 2020. – DOI: 10.1016/j.epr.2020.106603. Special issue on selected and extended contributions from the 13th International Conference on Power Systems Transients (IPST).
- [209] GOERTZ, M.; WENIG, S.; BECKLER, S.; HIRSCHING, C.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Analysis of Cable Overvoltages in Symmetrical Monopolar and Rigid Bipolar HVDC Configuration*. In: IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 35, Issue 4, S. 2097–2107, Aug. 2020. – DOI: 10.1109/TPWRD.2019.2960851.
- [210] GOERTZ, M.; WENIG, S.; HIRSCHING, C.; KAHL, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Analysis of Extruded HVDC Cable Systems Exposed to Lightning Strokes*. In: IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 33, Issue 6, S. 3009–3018, Dez. 2018. – DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2858569.
- [228] WENIG S.; GOERTZ, M.; HEINISCH, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Internal Converter- and dc-fault handling for a single point grounded bipolar MMC-HVDC system*. In: Elsevier Electrical Power Systems Research, Volume 161, S. 177-187, Aug. 2018. – DOI: 10.1016/j.epr.2018.04.012. Special issue on selected and extended contributions from the 12th International Conference on Power Systems Transients (IPST).
- [212] WENIG, S.; GOERTZ, M.; HEINISCH, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Fault discrimination and protection coordination for a bipolar full-bridge MMC-HVDC scheme*. In: The IET Journal of Engineering, Volume 2018, Issue 15, S. 1261–1266, Okt. 2018. – DOI: 10.1049/joe.2018.0227.
- [213] WENIG, S.; GOERTZ, M.; HIRSCHING, C.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *On Full-Bridge Bipolar MMC-HVDC Control and Protection for Transient Fault and Interaction Studies*. In: IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 33, Issue 6, S. 2864–2873, Dez. 2018. – DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2823770.

E.4 Eigene Veröffentlichungen auf Konferenzen

- [214] GOERTZ, M.; HIRSCHING, C.; WENIG, S.; SCHÄFER, K.M.; BECKLER, S.; REISBECK, J.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Analysis of Overvoltage Levels in the Rigid Bipolar MMC-HVDC Configuration*. In: Proceedings of the 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2018), Coventry, Vereinigtes Königreich, Feb. 2019.
- [215] GOERTZ, M.; WENIG, S.; GORGES, S.; KAHL, M.; BECKLER, S.; CHRISTIAN, J.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Lightning Overvoltages in a HVDC Transmission System comprising Mixed Overhead-Cable Lines*. In: Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'17), Nr. IPST17-017, Seoul, Republik Korea, Juni 2017.
– Ausgezeichnet mit dem „Best Paper Award“.
- [216] GOERTZ, M.; WENIG, S.; HIRSCHING, C.; KAHL, M.; BECKLER, S.; J.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Lightning Performance of HVDC Mixed Overhead-Cable Lines*. In: Proceedings of the CIGRE International Colloquium on Lightning and Power Systems (ICLPS), Ljubljana, Slowenien, Sept. 2017.
- [217] GOERTZ, M.; WENIG, S.; HIRSCHING, C.; SCHÄFER, K.M.; BECKLER, S.; REISBECK, J.; KAHL, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Overvoltage Characteristics in Symmetrical Monopole HB MMC-HVDC Configuration comprising Long Cable Systems*. In: Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'19), Nr. IPST 19-039, Perpignan, Frankreich, Juni 2019.
- [218] GOERTZ, M.; WENIG, S.; KAHL, M.; SANDER, R.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.; BECKLER, S.; CHRISTIAN, J.: *Auswirkung von Teilverkabelung auf das transiente Systemverhalten und die Isolationskoordination von HVDC-Trassen*. In: ETG-Mitgliederinformation 01/2017 - HOCH SPANNEND Innovative Technik für die Energiewende, S. 9-12, Invited Article, VDE e.V., Frankfurt, Deutschland, Feb. 2017.
- [219] GOERTZ, M.; WENIG, S.; KAHL, M.; SANDER, R.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.; BECKLER, S.; CHRISTIAN, J.: *Auswirkung von Teilverkabelung auf das transiente Systemverhalten und die Isolationskoordination von HVDC-Trassen*. In: Tagungsband der VDE-Hochspannungstechnik ETG-Fachtagung, Berlin, Deutschland, Nov. 2016.
- [220] GOERTZ, M.; WENIG, S.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Determination of Transient Overvoltages in a Bipolar MMC-HVDC Link with Metallic Return*. In: Proceedings of the Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, Irland, Juni 2018.

- [221] HIRSCHING, C.; GOERTZ, M.; WENIG, S.; SCHÄFER, K.M.; BECKLER, S.; REISBECK, J.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *On Control and Balancing of MMC-HVDC Links in Rigid Bipolar Configuration*. In: Proceedings of the 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2018), Coventry, Vereinigtes Königreich, Feb. 2019.
- [222] HIRSCHING, C.; WENIG, S.; GOERTZ, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Active Damping Method for Harmonic Current Mitigation in Grid-Connected MMC-HVDC Applications*. In: Proceedings of the Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, Schottland, 2018.
- [223] SANDER, R.; WENIG, S.; GOERTZ, M.; SCHULZE, W.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Fault Discrimination in Bipolar HVDC-MTS equipped with Bus Bar Breakers*. In: Proceedings of the International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management (PCIM), Nürnberg, Deutschland, 2018.
- [224] WENIG, S.; FREYE, C.; GOERTZ, M.; JENAU, F.; LEIBFRIED, T.: *Transient Voltage Stresses in MMC-HVDC Links - Impulse Analysis and Novel Proposals for Synthetic Laboratory Generation*. In: Proceedings of the 20th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Buenos Aires, Argentinien, 2017.
- [225] WENIG, S.; GOERTZ, M.; HEINISCH, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Fault Discrimination and Protection Coordination for a Bipolar Full-Bridge MMC-HVDC Scheme*. In: Proceedings of the IET 14th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2018), Belfast, Vereinigtes Königreich, 2018.
- [226] WENIG, S.; GOERTZ, M.; PRIETO, J.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Effects of DC Fault Clearance Methods on Transients in a Full-Bridge Monopolar MMC-HVDC Link*. In: Proceedings of the IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Nov. 2016.
- [227] WENIG, S.; GOERTZ, M.; SANDER, R.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *HVDC grid protection and fault trigger setup considerations comprising DC circuit breaker units*. In: Proceedings of the 14th Wind Integration Workshop, Brüssel, Belgien, Okt. 2015.
- [228] WENIG, S.; GOERTZ, M.; SCHULZE, W.; BECKLER, S.; KAHL, M.; CHRISTIAN, J.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Internal Converter- and DC-Fault Handling for a Single Point Grounded Bipolar MMC-HVDC System*. In: Proceedings of the International Conference on Power Systems Transients (IPST'17), Nr. 17-023, Seoul, Republik Korea, Juni 2017.
– Ausgezeichnet mit dem „Best Paper Award“.

- [229] WENIG, S.; GOERTZ, M.; SURIYAH, M.; LEIBFRIED, T.: *Active DC Fault Management of a Bipolar Full-Bridge MMC-HVDC Scheme with Metallic Return*. In: Proceedings of the IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, Apr. 2016.

E.5 Veröffentlichungen im Rahmen der Tätigkeit bei CIGRE JWG B4/B1/C4.73

- [230] SALTZER, M.; GOERTZ, M; WENIG, S.; LETERME, W.; JOUBERT, V.; SAAD, H.; CRIPPA, A.; BARTZSCH, C.; ZHANG, R.; ET AL.: *Overvoltages in Symmetric Monopolar HVDC Cable Systems - a Parameter Study Approach*. In: Proceedings of the CIGRE Symposium Aalborg - 2019, Nr. 134, Aalborg, Dänemark, Jun. 2019.
- [231] SALTZER, M.; GOERTZ, M; WENIG, S.; SAAD, H; LETERME, W.; JUVIK, J.; ZHANG, R; BARTZSCH, C.; CRIPPA, A.; ET AL.: *Overvoltages experienced by DC cables within an HVDC transmission system in a rigid bipolar configuration*. In: Proceedings of the International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'19), Nr. C5-1, Versailles, Frankreich, Jun. 2019.
- [232] SALTZER, M.; NGUYEN-TUAN, M; CRIPPA, A.; WENIG, S.; GOERTZ, M; SAAD, H.; BARTZSCH, C.; ET AL.: *Surge and extended overvoltages testing of HVDC cable systems*. In: CIGRE Science & Engineering, Volume 11, S. 88–95, Jun. 2018.
- [233] SALTZER, M.; NGUYEN-TUAN, M; CRIPPA, A.; WENIG, S.; GOERTZ, M; SAAD, H.; BARTZSCH, C.; ET AL.: *Surge and extended overvoltages testing of HVDC cable systems*. In: Proceedings of the International Conference on Insulated Power Cables (Jicable'17), Nr. S3.3, Dunkerque, Frankreich, Nov. 2017.

E.6 Betreute studentische Abschlussarbeiten

- [234] GORGES, S.: *Modellierung äußerer Überspannungen in teilverkabelten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssystemen*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2017.
- [235] HAAG, F.: *Vergleichsstudie zum Einfluss der Transformator-Schaltgruppe und der Systemerdung auf die Überspannung während einpoligen Fehlern in HGÜ-Systemen*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2019.
- [236] HEINISCH, M.: *Evaluation und Vergleich von MMC-HGÜ Systemen in Varianten der bipolaren Ausführung*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2017.
- [237] HELLMUTH, K.: *Einflussfaktoren auf das Entladeverhalten teilverkabelter HVDC-Systeme*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2016.
- [238] HIRSCHING, C.: *Entwicklung von elektromagnetischen Transienten-Modellen zur Analyse äußerer Überspannungen in teilverkabelten HGÜ-Trassen und deren Auswirkung auf die elektrische Feldverteilung in extrudierten HGÜ-Kabeln*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2017.
- [239] MAXIMOV, A.: *Modellierung transienter Ausgleichsvorgänge auf Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstrassen mit dem frequenzabhängigen Moden-Modell*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2016.
- [240] PRESTEL, P.: *Untersuchung transienter Überspannungen in Halbbrückenbasierten MMV-HVDC Systemen*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2017.
- [241] PRIETO, J. F.: *Validation of Control Strategies Suitable for Full-Bridge MMC-HVDC Systems Using the PSCAD Software*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2016.
- [242] RIEKER, S.: *Technische Anforderungen an Entladewiderstände und DC-Chopper für HGÜ-Anwendungen*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2017.
- [243] SANCHO, M. B.: *Evaluation of failure rates of HVDC cable systems exposed to lightning strokes*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2019.
- [244] SCHÄFER, K.-M.: *Analyse des transienten Systemverhaltens von halbbrückenbasierten MMC-HVDC Systemen im Fehlerfall*, Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2018.

- [245] WOLFANGEL, D.: *Analyse und Vergleich frequenzabhängiger Leitungsmodelle zur Berechnung elektromagnetischer transientser Ausgleichsvorgänge*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2018.
- [246] ZARROUK, M.: *Entwicklung von Methoden zur statistischen Bewertung von Blitzeignisse in teilverkabelten HGÜ-Systemen*, Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2019.

Lebenslauf

Persönliche Daten	
Name:	Max Heinrich Görtz
Geburtsdatum und -ort:	25. April 1991 in Ludwigshafen am Rhein
Familienstand:	ledig
Staatsangehörigkeit:	deutsch
Beruflicher Werdegang	
06/2020 – heute	Ingenieur für Netzentwicklung und HGÜ-Vorhaben, TransnetBW GmbH, Stuttgart
03/2016 – 05/2020	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe
01/2017 – 05/2020	Stellv.- sowie Bereichsleiter der EMV-Prüftechnik am KIT IEH, Karlsruhe
10/2014 – 03/2015	Praktikant bei der ABB Schweiz AG, Zürich-Oerlikon
Hochschul- und Schulausbildung	
03/2016 – 12/2020	Promotionsvorhaben am KIT IEH, Karlsruhe
10/2010 – 10/2015	Bachelor- und Masterstudium der Elektrotechnik und Informationstechnik am KIT, Karlsruhe
08/2001 – 03/2010	Paul-von-Denis Gymnasium, Schifferstadt

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) auf Basis selbstgeführter Umrichter stellt einen Eckpfeiler für den Erfolg der Energiewende dar. Ausgelöst durch die prognostizierten Netzausbaumaßnahmen werden HGÜ-Kabelsysteme mittelfristig eine tragende Rolle in den europäischen Stromübertragungsnetzen einnehmen. Um für solche HGÜ-Kabelanlagen eine zuverlässige Auslegungsstrategie ermöglichen zu können, ist eine umfassende Kenntnis über die potentiell zu erwartenden elektrischen Beanspruchungen von entscheidender Bedeutung.

Der Fokus dieser Forschungsarbeit liegt auf der Identifikation der mannigfaltigen Spannungsbeanspruchungen, die in HGÜ-Systemen basierend auf der Umrichtertechnologie von modularen Multilevelumrichtern während der Lebensdauer auftreten können. Hierzu zählen sowohl äußere Überspannungen infolge atmosphärischer Einwirkungen als auch innere Überspannungen aufgrund von diversen internen Fehlerereignissen. Diese Dissertation liefert eine umfassende Analyse der auftretenden elektromagnetischen transienten Ausgleichsvorgänge und leistet einen Beitrag zur Isolationskoordination von HGÜ-Kabelanlagen.

